Deutscher Bundestag **Drucksache 15/1510**

15. Wahlperiode 01. 09. 2003

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Bericht über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen (Monitoring-Bericht)

Inhaltsverzeichnis

Zugeleitet mit Schreiben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit vom 3. September 2003 gemäß § 3 des Übergangsgesetzes aus Anlass des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 20. Mai 2003 (BGBl. I S. 686, 688) und gemäß Artikel 1 § 8 des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl. I S. 730, 731).

Seite

Vorwort

Eine preisgünstige, sichere und umweltverträgliche Versorgung mit Strom und Gas ist für die Wettbewerbsfähigkeit, für Wachstum und Beschäftigung in Deutschland unverzichtbar.

Die Europäische Union hat seit 1996 mit grundlegenden Entscheidungen die Rahmenbedingungen für die leitungsgebundene Energieversorgung in den Mitgliedsländern verändert.

Seit 1998 ist in Deutschland der Strom- und Gasmarkt für alle Verbraucher geöffnet. Dieses hat zu erheblichen Veränderungen in der Struktur der Energiewirtschaft geführt.

Der Wettbewerb bei Strom und Gas stößt trotz der Marktöffnung an Grenzen, die insbesondere durch die leitungsgebundene Versorgung bedingt sind. Deswegen haben sich EU-Kommission, Rat und das Europäische Parlament für eine staatliche Regulierung in den Mitgliedstaaten entschieden. Sie soll einen diskriminierungsfreien Netzzugang für alle Marktteilnehmer als Voraussetzung für den Wettbewerb sicherstellen und zugleich ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten.

Der Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit ist eine Bestandsaufnahme der bisherigen Entwicklungen des Marktzugangs bei den leitungsgebundenen Energien seit der Marktöffnung 1998 und gibt einen Ausblick auf die Grundzüge einer künftigen staatlichen Regulierung für Strom und Gas in Deutschland. Die Voraussetzungen hierfür sind bis zum 1. Juli 2004 zu schaffen.

I. Auftrag

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) hat nach Artikel 2 § 3 des Ersten Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 23. Mai 2003 (EnWiNÄG) dem Deutschen Bundestag bis zum 31. August 2003 über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen zu berichten und gegebenenfalls Vorschläge für eine Verbesserung der Netzzugangsregeln und der wettbewerblichen Überwachung vorzulegen.

Zugleich wird gemäß § 8 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) über die Erfahrungen mit der seit 1998 geltenden so genannten Netzzugangsalternative (Alleinabnehmersystem) berichtet.

Daneben müssen die bis zum 1. Juli 2004 umzusetzenden EU-rechtlichen Vorgaben[1] berücksichtigt werden[2]. Dazu hat die Bundesregierung bereits in der Beratung über das EnWiNÄG am 20. März 2003 im Vermittlungsausschuss erklärt[3]:

„Die Bundesregierung wird auf Grundlage des gemäß Artikel 2 § 3 bis zum 31. August 2003 vorzulegenden Monitoring-Berichts des Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit unverzüglich einen Gesetzentwurf für eine weitere Verbesserung der Netzzugangsregelungen und deren staatlicher Kontrolle unter Beachtung der europarechtlichen Vorgaben unterbreiten, der spätestens zum 1. Juli 2004 in Kraft treten kann. Der Gesetzentwurf wird insbesondere auch dem Erfordernis der EU-Beschleunigungsrichtlinien Strom und Gas Rechnung tragen, wonach die Mitgliedstaaten eine oder mehrere Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen und Regelungen zur Kontrolle von Netzanschlussbedingungen, Netzzugangsbedingungen und Kalkulation der Netzentgelte aufstellen, die einen diskriminierungsfreien Netzzugang und Wettbewerb gewährleisten.

Alle Beteiligten sind gefordert, die derzeitigen Verbändevereinbarungen, insbesondere auch die Netzkostenkalkulation, spätestens bis dahin weiterzuentwickeln.“

Die Wirtschaftsministerkonferenz hat sich auf ihrer Sitzung am 14./15. Mai 2003 mit der Weiterentwicklung des Ordnungsrahmens für die leitungsgebundene Energieversorgung befasst. Die Wirtschaftsministerkonferenz erwartet von der Bundesregierung, dass sie die Länder in die Entscheidungsprozesse frühzeitig und eng einbindet.

Das BMWA hat die Länderbehörden in Arbeitsgesprächen beteiligt. Die Energieaufsichts- und Kartellbehörden der Länder haben das BMWA durch die Zulieferung von Informationen unterstützt. Ein Papier einer gemeinsamen Arbeitsgruppe der Energie- und Kartellreferenten der Länder ist in Anlage 1 beigefügt.

Außerdem hat das BMWA die Aufgaben des Berichts in den letzten Monaten intensiv mit der Fachöffentlichkeit erörtert.

Unter der Beteiligung externer Experten haben Fachgespräche zur Kalkulation von Netznutzungsentgelten im Strombereich und zur Frage eines geeigneten Netzzugangsmodells im Gasbereich stattgefunden.

Bundeskartellamt (BKartA) und Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) haben Beiträge geliefert.

Das BMWA hat sich bei der Erstellung des Berichts von der KEMA Consulting GmbH, Bonn, und dem Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Aachen, beraten lassen. Informationen, die von den Beratern zur Regulierung der Strom- und Gasmärkte in anderen europäischen Staaten erarbeitet worden sind, sind in Anlage 3 zusammengefasst und werden bei den weiteren Überlegungen über die anzustrebende Ausgestaltung des deutschen Ordnungsrahmens berücksichtigt werden.

II. Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen und der Rechtsanwendung

1. Entwicklung der Liberalisierungsschritte im europäischen und im deutschen Recht

a) Bisherige EU-Vorgaben und deren Umsetzung

Die Binnenmarktrichtlinien der Europäischen Gemeinschaften sahen im Elektrizitäts- und Gasbereich verbindlich eine teilweise Öffnung in mehreren Schritten vor. Die Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU-Stromrichtlinie 1996) und die Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (EU-Gasrichtlinie 1998) bilden die Grundlage für die wettbewerbliche Öffnung der deutschen Strom- und Gasmärkte.

Die EU-Stromrichtlinie 1996 wurde in Deutschland durch das Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (EnWiNG) vom 24. April 1998 umgesetzt. Der kartellrechtliche Ausnahmebereich für die leitungsgebundene Energieversorgung wurde abgeschafft und Netzzugangsvorschriften für Strom wurden in das EnWG aufgenommen.

Der deutsche Gesetzgeber hat sich für die vollständige Öffnung des Strommarktes in einem Schritt entschieden und zur Ausgestaltung der Marktöffnung die in der EU-Stromrichtlinie 1996 vorgesehene Option des verhandelten Netzzugangs gewählt. Die gesetzlichen Vorgaben des Kartellrechts und des Energiewirtschaftsrechts sollten über Verhandlungen der Marktteilnehmer ausgefüllt werden. Die nähere Ausgestaltung des Netzzugangs sollte durch Verbändevereinbarungen erfolgen. Hierdurch sollte die notwendige Flexibilität der rechtlichen Rahmenbedingungen erhalten und die Gefahr einer Fehlsteuerung der Marktprozesse vermieden werden.

---

[1] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG (EU-Stromrichtlinie) sowie die Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG (EU-Gasrichtlinie) und die Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel (EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel).

[2] So auch die „Eckpunkte zur Ausrichtung des energierechtlichen Ordnungsrahmens auf Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger“ der Koalitionsfraktionen.

[3] Plenarprotokoll 787 des Bundesrates vom 11. April 2003, 119 B.

Die EU-Gasrichtlinie 1998 ist durch das EnWiNG und das EnWiNÄG umgesetzt worden. Auch im Gasbereich hat sich der deutsche Gesetzgeber für die vollständige Marktöffnung in einem Schritt auf der Grundlage des Systems des verhandelten Netzzugangs entschieden.

Von der im Gesetz vorgesehenen Möglichkeit, die Bedingungen des Netzzugangs durch Rechtsverordnungen zu standardisieren, ist bisher kein Gebrauch gemacht worden.

Im Rahmen des EnWiNÄG wurden über die Vorgaben der EU-Stromrichtlinie 1996 und der EU-Gasrichtlinie 1998 hinaus die Marktregeln weiterentwickelt. Die Verfügungen der Kartellbehörden im Bereich des Netzzugangs wurden im Regelfall für sofort vollziehbar erklärt. Die Anforderungen an die Netzzugangsbedingungen im EnWG wurden dahin gehend konkretisiert, dass sie nicht nur diskriminierungsfrei sein, sondern auch guter fachlicher Praxis entsprechen müssen. Damit ist ein wettbewerbsorientierter Maßstab zur inhaltlichen Gestaltung der Netzzugangsbedingungen in das Gesetz aufgenommen worden. Um die Rechtssicherheit für alle Beteiligten zu verbessern, ist eine bis Ende 2003 befristete Vermutungsregelung zugunsten guter fachlicher Praxis der geltenden Verbändevereinbarungen[4] geschaffen worden, die inzwischen auch schon in zwei Fällen Eingang in die Rechtsprechung gefunden hat[5].

b) Fortentwicklung des europäischen Rechtsrahmens

Das vor kurzem in Kraft getretene neue Binnenmarktpaket für die leitungsgebundene Energieversorgung, bestehend aus der EU-Stromrichtlinie und der EU-Gasrichtlinie (EU-Beschleunigungsrichtlinien) sowie der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel, enthält umfangreiche rechtliche Vorgaben für die Ausgestaltung des nationalen Energiewirtschaftsrechts.

(1) EU-Beschleunigungsrichtlinien

Die EU-Beschleunigungsrichtlinien sind von den Mitgliedstaaten bis zum 1. Juli 2004 in nationales Recht umzusetzen. Im Zentrum der Vorgaben stehen die vollständige Marktöffnung in allen Mitgliedstaaten für den Bereich der Nicht-Haushalts-Kunden bis zum 1. Juli 2004 und für alle Kunden bis zum 1. Juli 2007 (Artikel 21 Abs. 1 EU-Stromrichtlinie, Artikel 23 Abs. 1 EU-Gasrichtlinie), die Einrichtung von nationalen Regulierungsbehörden für Strom und Gas sowie Regelungen zur organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Entflechtung der Netzbetreiber.

Artikel 23 Abs. 1 EU-Stromrichtlinie und Artikel 25 Abs. 1 EU-Gasrichtlinie sehen vor, dass die Mitgliedstaaten eine oder mehrere zuständige Stellen mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betrauen. Die nationalen Regulierungsbehörden sollen sowohl untereinander als auch mit der Europäischen Kommission zusammenarbeiten (Artikel 23 Abs. 12 EU-Stromrichtlinie, Artikel 25 Abs. 12 EU-Gasrichtlinie).

Anforderungen an die Ausgestaltung der Regulierungsbehörde ergeben sich aus Artikel 23 Abs. 1 und 7 EU-Stromrichtlinie sowie Artikel 25 Abs. 1 und 7 EU-Gasrichtlinie. Die Regulierungsbehörde soll als eine Wettbewerbsbehörde eingerichtet werden, die durch eine Aufsicht über die Energieversorgungsnetze funktionierenden Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Marktstufen ermöglicht.

Die Wettbewerbsbehörde hat im Grundsatz mindestens die Aufgabe, durch Anwendung der Artikel 23 EU-Stromrichtlinie und Artikel 25 EU-Gasrichtlinie Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Marktes sicherzustellen.

- Zu den Aufgaben gehören die Festlegung oder Genehmigung zumindest der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen für den Netzanschluss, den Netzzugang und der Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen (Ex-ante-Aufgaben).
- Außerdem ist eine Ex-post-Aufsicht durch die Regulierungsbehörde oder die Regulierungsbehörden vorzusehen, in deren Rahmen insbesondere auch die Einhaltung der festgelegten oder genehmigten Methoden geprüft wird.

Besondere Bedeutung haben die Vorschriften zur Entflechtung der Netzbetreiber. Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber müssen hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen vertikal integrierter Unternehmen sein. Entsprechendes gilt für Verteilernetzbetreiber, wobei die Mitgliedstaaten bis zum 1. Juli 2007 Umsetzungsspielräume haben. Die EU-Beschleunigungsrichtlinien geben die Möglichkeit, für integrierte Verteilnetzbetreiber jeweils Ausnahmen von diesen Verpflichtungen vorzusehen, sofern diese Unternehmen jeweils weniger als 100 000 angeschlossene Kunden haben.

(2) EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel

Die EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel enthält in den Mitgliedstaaten unmittelbar geltendes Rechts und gilt ab 1. Juli 2004 (Artikel 15 EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel).

Die nach der EU-Stromrichtlinie zu benennende Regulierungsbehörde muss die Einhaltung der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel durchsetzen. Die Mitgliedstaaten müssen festlegen, welche nicht strafrechtlichen Sanktionen beim Verstoß gegen die Bestimmungen der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel zu verhängen sind, die erforderlichen Maßnahmen treffen und der Europäischen Kommission bis zum 1. Juli 2004 melden.

c) Weiterer Regelungsbedarf

Neben der Umsetzung der EU-Vorgaben und der Weiterentwicklung des deutschen Netzzugangssystems stehen weitere Modernisierungen des nationalen Rechtsrahmens an.

---

[4] Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001, BAnz. Nr. 85b vom 8. Mai 2002 (VV Strom II plus), und Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas vom 3. Mai 2002, BAnz. Nr. 87b vom 14. Mai 2002 (VV Erdgas II).

[5] Beschlüsse des OLG Düsseldorf vom 17. Juli 2003, Kart 18/03 (V) und vom 30. Juli 2003, Kart 22/02 (V).

Die Bundesregierung hat in ihrer Erklärung im Vermittlungsausschuss am 20. März 2003 anlässlich der Beratung über das EnWiNÄG betont, dass sie weitere, dem Bundesrat wichtige Fragen aufgreifen werde[6]:

„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit wird nach Vorlage des gemäß Artikel 2 § 3 bis zum 31. August 2003 vorzulegenden Monitoring-Berichts unverzüglich einen Gesetzentwurf für eine weitere Verbesserung der Netzzugangsregeln und deren staatliche Kontrolle unter Beachtung der europarechtlichen Vorgaben unterbreiten. Dieser Entwurf wird die Fragen der Klarstellung der Begriffe „Energieversorgung“ und „allgemeine Versorgung“ sowie der Notwendigkeit einer effektiveren Entbündelung von Netzbetrieb, Erzeugung und Energievertrieb umfassen.“

2. Bisherige Entwicklung der Verbändevereinbarungen[7]

a) Strom

Im Strombereich haben sich Verbändevereinbarungen als ein flexibles Instrument zur Entwicklung funktionsfähiger Netzzugangsbedingungen erwiesen.

Die erste Verbändevereinbarung (VV Strom I) vom Mai 1998 enthielt erst relativ wenige allgemeine Kriterien zur Umsetzung des verhandelten Netzzugangs und basierte auf dem Konzept einer „Punkt-zu-Punkt-Durchleitung“. Dieses transaktionsabhängige Netzzugangsmodell erwies sich schnell als ungeeignet für die Schaffung von Wettbewerb. Die VV Strom II vom 13. Dezember 1999 führte deshalb das so genannte Anschluss-Punkt-Modell ein, das den Netzzugang wesentlich vereinfacht. Der Netznutzer entrichtet ein Netznutzungsentgelt nur an den Netzbetreiber, an dessen Netz er unmittelbar angeschlossen ist, und erhält damit Zugang zum gesamten deutschen Stromnetz. Zugleich wurden mit der VV Strom II die wesentlichen Voraussetzungen dafür geschaffen, die Durchleitung auch für das Massenkundengeschäft tauglich zu machen und auch kurzfristige Lieferungen zu ermöglichen. Dies ist eine Voraussetzung für den Börsenhandel.

Weitere Verbesserungen für den Netzzugang insbesondere im Bereich des Massenkundengeschäfts brachte die VV Strom II plus vom 13. Dezember 2001, die bis zum 31. Dezember 2003 gilt. So wurde für den Bereich der Haushalts- und Kleingewerbekunden das von den Kartellbehörden als diskriminierend beurteilte „Doppelvertragsmodell“ aufgegeben, sodass auch netzunabhängige Stromhändler den Privathaushalten „All-inclusive-Angebote“ machen können. Die Erhebung von Wechselentgelten wurde ausgesetzt. Die Preisfindungsprinzipien für Netznutzungsentgelte wurden um ein so genanntes „Vergleichsmarktverfahren“[8] erweitert, das die Angemessenheit der von den einzelnen Netzbetreibern geforderten Netznutzungsentgelte überprüfbar machen sollte[9]. In einem Nachtrag zur VV Strom II plus vom 23. April 2002 wurde der Kalkulationsleitfaden als Bestandteil der Preisfindungsprinzipien (Anlage 3 zur VV II plus) präzisiert und teilweise neu gefasst.

Unterzeichnerverbände der VV Strom II plus sind der Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI), der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW), der Verband der Netzbetreiber (VDN), die Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungs-Unternehmen e.V. (ARE)[10] und der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)[11].

Am 1. April 2003 haben die Verbände eine Grundsatzeinigung über die Aufnahme von Verhandlungen zur Fortschreibung der VV Strom II plus erzielt und sich auf eine Agenda für die Verhandlungen verständigt. Dabei zeichnet sich ein erweiterter Verhandlungskreis ab. Erstmals sollen mit der Teilnahme des Bundesverbandes neuer Energieanbieter (bne) und der European Federation of Energy Traders (EFET) Deutschland die nicht netzgebundenen Vertriebs- und Handelsunternehmen eigenständig vertreten sein.

b) Erdgas

Auch im Gassektor wurden die zunächst sehr allgemeinen Regelungen der ersten Vereinbarung (VV Gas I) vom 4. Juli 2000 schrittweise weiterentwickelt und konkretisiert. Die durch zwei Nachträge vom 15. März 2001 und vom 21. September 2001 ergänzte und geänderte Fassung galt bis zum 30. September 2002. Sie wurde durch die VV Erdgas II vom 3. Mai 2002 abgelöst, die noch bis zum 30. September 2003 gilt. Unterzeichnerverbände sind BDI, VIK, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW) und VKU.

Das zugrunde liegende Netzzugangsmodell wurde allerdings seit der ersten Vereinbarung in wichtigen Fragen im Grundsatz unverändert beibehalten. Es basiert auf dem Konzept der „Punkt-zu-Punkt“-Durchleitung (Kontraktpfadmodell), bei dem der Transportkunde mit jedem Netzbetreiber auf dem (unterstellten) Leitungsweg zwischen Einspeisepunkt (z. B. inländische Quelle oder Importpunkt) und dem Ausspeisepunkt (z. B. Endkunden) entsprechende Transportkapazität buchen muss. Für die Entgeltberechnung wird dabei nach der VV Erdgas II zwischen zwei Stufen unterschieden[12]. Auf der überregionalen und regionalen Ferngasstufe werden entfernungsabhängige Leistungspreise für die gebuchte Kapazität berechnet (Euro/km/Jahr). Auf der Verteilerstufe gilt ein entfernungsunabhängiger „Briefmarkentarif“.

Die Regelungen des Netzzugangsmodells und der Entgeltbildung wurden in der VV Erdgas II ausdrücklich als „Übergangslösung/Zwischenlösung“ bezeichnet. Zugleich wurde vereinbart, bis zum 30. September 2003 ein verbessertes Konzept zu entwickeln, das folgende Ziele erreichen sollte:

6 Siehe Fußnote 3.
7 Eine ausführlichere Darstellung enthält Anlage 2.
8 Im Folgenden „Vergleichsverfahren“, da nicht identisch mit dem kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept.
9 Vergleiche Abschnitt III 1 d).
10 Jetzt: Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorgungsunternehmen in Deutschland e.V. (VRE).
11 Die Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv) war auf Veranlassung des BMWi als Vertreterin der Interessen der Privatkunden in die Verhandlungen über die VV Strom II plus einbezogen worden und hatte die beschriebenen Fortschritte für das Privatkundengeschäft durchsetzen können, sie unterzeichnete die Vereinbarung jedoch nicht.
12 VV Gas I sah noch drei Stufen vor.

– mehr Wettbewerb und Transparenz als bisher,
– einfachere Bedienung und Nutzung,
– Börsenfähigkeit,
– Diskriminierungsfreiheit,
– Eignung für Massengeschäfte/Transaktionsunabhängigkeit,
– Kostenzuordnung nach Verursacherprinzip.

Diese selbst formulierten Ziele sind bisher nicht erreicht worden. Die Verhandlungen zur VV Gas III wurden am 9. April 2003 ergebnislos abgebrochen. In Sondierungsgesprächen im Mai 2003 im BMWA erwiesen sich die Gegensätze zwischen den Vorstellungen beider Seiten zum Netzzugang als unüberbrückbar.

3. Durchsetzung des Netzzugangsanspruchs

Im System des verhandelten Netzzugangs kommt den Verfügungen der Kartellbehörden im Rahmen der Missbrauchsaufsicht und den Entscheidungen der Zivilgerichte große Bedeutung zu. In Rechtsstreitigkeiten über den Netzzugang und die Netzzugangsbedingungen sowie bei Beschwerden gegen Verfügungen der Kartellbehörden entscheiden auf der Grundlage der rechtlichen Rahmenbedingungen die Zivilgerichte. Die Zivilgerichte haben sich seit 1998 mit einer Vielzahl materiell-rechtlicher Aspekte des Netzzugangs im Strombereich befasst. In bestimmten Bereichen ist durch Entscheidungen der Oberlandesgerichte bereits eine gefestigte Rechtsprechung entstanden. Insgesamt sind nach Kenntnisstand des BMWA über 20 Entscheidungen der Oberlandesgerichte ergangen. Höchstrichterliche Entscheidungen stehen noch aus.

Die §§ 6 und 6a EnWG verpflichten die Netzbetreiber im Grundsatz, anderen Unternehmen diskriminierungsfreien Zugang zu ihren Energieversorgungsnetzen zu gewähren. Daneben besteht seit 1. Januar 1999 mit Inkrafttreten der 6. GWB-Novelle der Netzzugangsanspruch aus § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB. Außerdem kann die allgemeine kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht über marktbeherrschende Unternehmen nach dem GWB und den Vorschriften des EG-Vertrages eingreifen. Die Kartellbehörden haben auch mit Erklärungen und Veröffentlichungen außerhalb von Verfahren ihre Auffassung zu gesetzeskonformem Marktverhalten konkretisiert, zum Beispiel durch den Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder, und damit Anstöße zur Weiterentwicklung der VV Strom II gegeben.

Zu Beginn der Marktöffnung in Deutschland hatten die Kartellbehörden im Strombereich über die Berechtigung von Verweigerungen des Netzzugangs zu entscheiden. Zur Vermeidung kartellbehördlicher Entscheidungen haben Netzbetreiber den Netzzugang häufig zugelassen, ohne dass eine förmliche Verfügung der Kartellbehörde erforderlich wurde.

Inzwischen ist die Verweigerung des Netzzugangs die Ausnahme. Wettbewerbshemmnisse wie so genannte Wechselentgelte oder das so genannte Doppelvertragsmodell im Falle des Lieferantenwechsels von Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen gehören nicht zuletzt aufgrund der Tätigkeit der Kartellbehörden weitgehend der Vergangenheit an.

Zurzeit sind Gegenstand der Kartellverwaltungsverfahren die Netznutzungsentgelte[13]. Dabei werden die Höhe von Netznutzungsentgelten sowie Mess- und Verrechnungspreisen und die Bedingungen und Entgelte für die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie überprüft.

III. Marktentwicklung in Deutschland

Die Marktregeln für den Zugang zu den Versorgungsnetzen sind für die Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs in der Strom- und Gaswirtschaft von besonderer Bedeutung. Daneben gibt es eine Reihe weiterer struktureller Bedingungen, zum Beispiel die allgemeine Angebots- und Nachfragesituation, der Konzentrationsgrad und die Offenheit des Marktes für Importwettbewerb, die – wie auf anderen Märkten auch – die Marktergebnisse wesentlich beeinflussen.

Ein weiterer Zusammenhang zwischen den Netzzugangsbedingungen und dem jeweiligen Energiemarkt ergibt sich daraus, dass Netzbetreiber in der Strom- und Gaswirtschaft zur Erhaltung der Netzstabilität in gewissem Umfang Unterschiede zwischen Ein- und Ausspeisung ausgleichen müssen. Die Regeln, nach denen sie den so genannten Bilanzausgleich durchführen und die dazu benötigte „Regelenergie“ beschaffen, gehören – neben der Bestimmung der Netznutzungsentgelte – zu den wichtigsten Elementen eines Netzzugangssystems in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft.

1. Marktentwicklung im Strombereich

a) Grunddaten der deutschen Stromwirtschaft

Einen Überblick über die Verteilung des Stromaufkommens in Deutschland für das Jahr 2002 gibt Schaubild III.1. Insgesamt standen rund 581 TWh[14] aus inländischer Bruttostromerzeugung sowie rund 46 TWh aus Importen, das heißt insgesamt 627 TWh zur Verfügung. Die inländische Bruttostromerzeugung erfolgt zu über 90 % in Kraftwerken der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU), der Rest entfällt auf die industrielle Eigenerzeugung und Einspeisung aus dezentralen Anlagen Dritter.

Bei weiterhin leicht steigenden Jahreshöchstlasten sind in den letzten Jahren die Kapazitätsreserven im Kraftwerksbereich deutlich gesunken. Der starke Leistungszuwachs bei Windkraftanlagen hat wegen starker Schwankungen des Winddargebots Kraftwerksstilllegungen nicht kompensieren können.

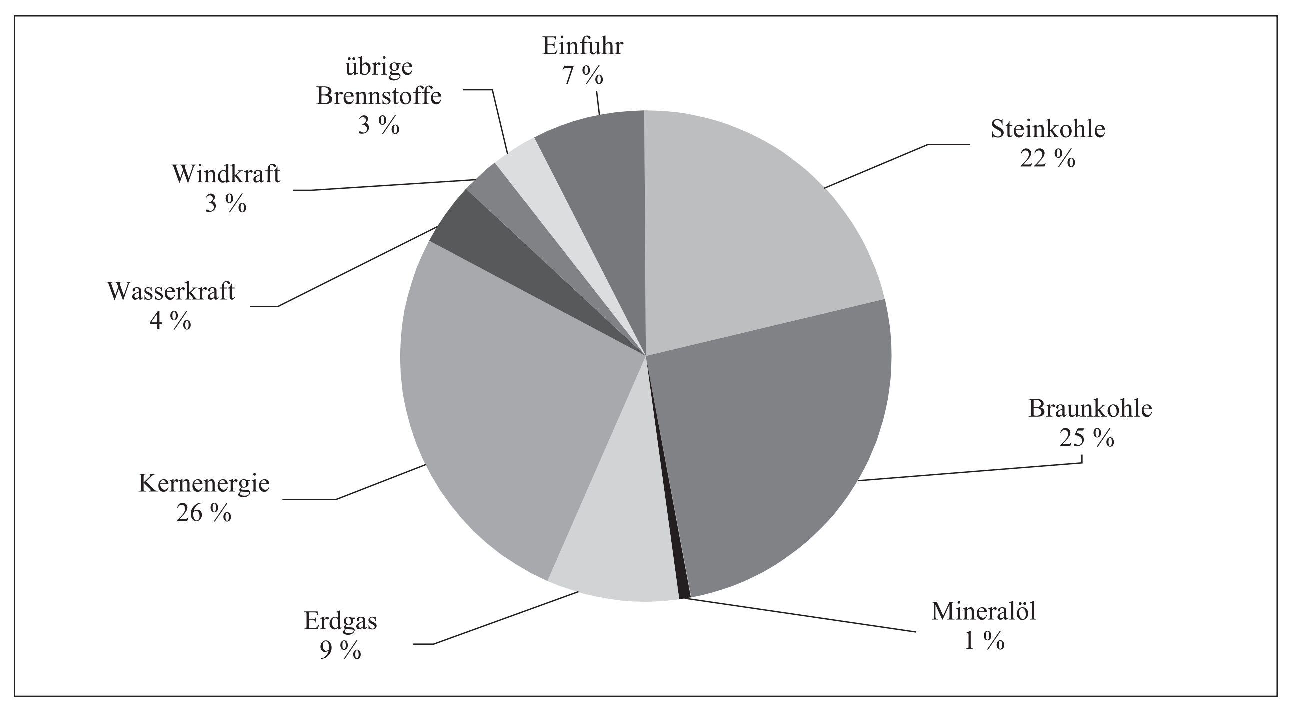
Inzwischen sind Höchstlastkonstellationen vorstellbar, für deren Deckung bestimmte feste Importverträge verfügbar sein müssen.

Der größte Teil der Stromverwendung (Schaubild III.2) entfällt auf die Industrie, gefolgt von den privaten Haushalten. Exporte und Importe sind praktisch ausgeglichen.

[13] Siehe Abschnitt III.1.d)(3).
[14] 1 TWh = 1 Mrd. kWh.

Schaubild III.1

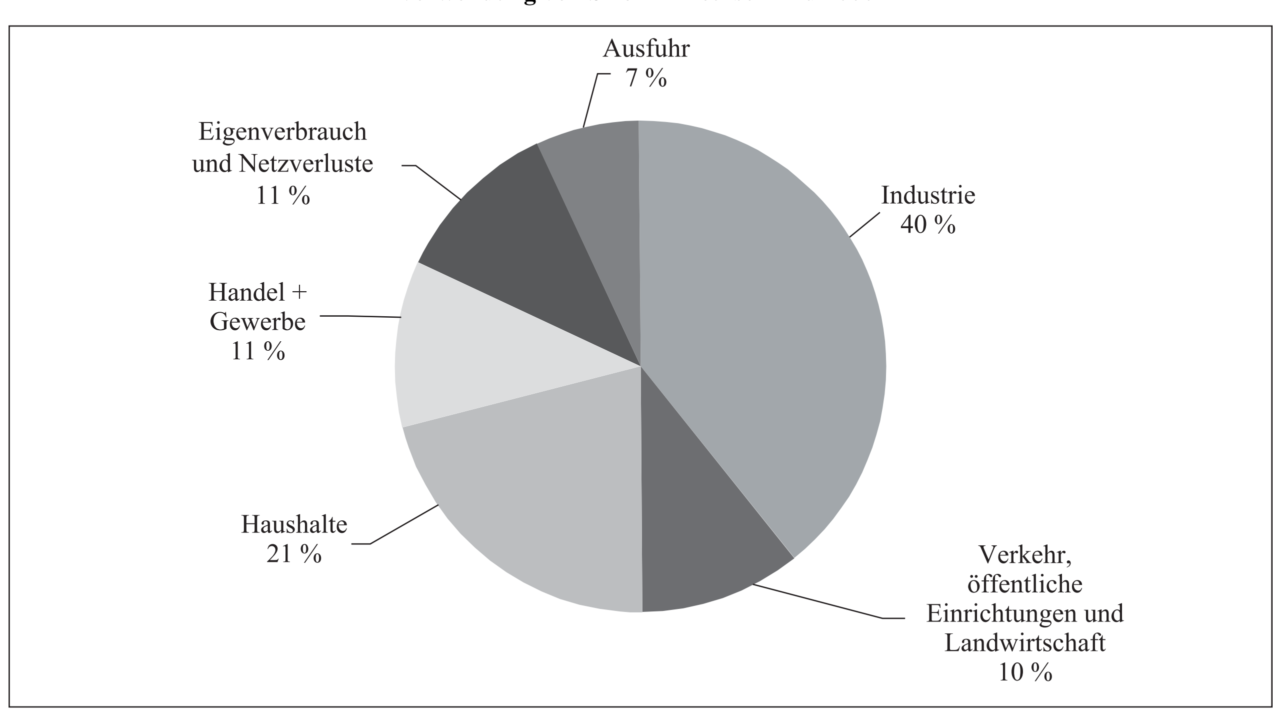
Stromaufkommen Deutschland 2002 – nach Energieträgern



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Schaubild III.2

Verwendung von Strom – Deutschland 2000*



Quelle: BMWA: Energie in Zahlen 2002, auf Basis: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

* Aktuellere Angaben liegen noch nicht vor.

b) Entwicklung der Marktstruktur

(1) Konzentration

Die Anbieterstruktur in Deutschland hat sich seit der Marktöffnung 1998 deutlich verändert. Vor dem Hintergrund des Ziels einer vollständigen Marktöffnung in der Europäischen Union und einer damit verbundenen stärkeren internationalen Ausrichtung der deutschen Energieversorgungsunternehmen (EVU) hat sich die Zahl der ehemals acht Verbundunternehmen durch Unternehmenszusammenschlüsse auf vier große EltVU reduziert. Nach den Zusammenschlüssen von RWE und VEW zur neuen RWE, von Veba und VIAG zu E.ON sowie nach der Bildung eines neuen großen integrierten Stromversorgers im Nordosten Deutschlands (aus den Unternehmen VEAG, HEW und BEWAG) unter Führung des staatlichen schwedischen Vattenfall-Konzerns vereinigen die vier größten deutschen Stromkonzerne jetzt rund 80 % der inländischen Stromerzeugung und der Stromerzeugungskapazitäten auf sich. An EnBW, dem viertgrößten dieser Unternehmen, hat die im französischen Staatsbesitz befindlichen Electricité de France (EDF) eine Minderheitsbeteiligung und zusammen mit dem Zweckverband Oberschwäbische Elektrizitätswerke die gemeinsame Kontrolle erworben.

Tabelle III.1

Anteil an Erzeugung und Erzeugungskapazitäten der vier größten EltVU*

Unternehmen	Anteil an der inländischen Stromerzeugung (2001)	Anteil an installierter inländischer Erzeugungs-kapazität (2001)
RWE	*32 %*	*27 %*
E.ON	*30 %*	*34 %*
Vattenfall**	*12 %*	*11 %*
EnBW	*7 %*	*7 %*
Gesamt	***81 %***	***79 %***

* Einschließlich Tochtergesellschaften.
** Eurostat Veag.
Quelle: Eurostat: Competition Indicators in the Electricity Market, 2003 Edition, basiert auf von VDEW gelieferten Schätzwerten.

Die weit überwiegende Zahl der rund 1 100 deutschen Stromversorgungsunternehmen sind regionale oder lokale Verteilerunternehmen. Horizontale Zusammenschlüsse in diesem Bereich sind kaum zu beobachten. Stadtwerke organisieren ihre Zusammenarbeit häufig in Form von Kooperationen, vor allem in den Bereichen (Strom-) Einkauf und Abrechnung.

Allerdings hat die vertikale Konzentration zugenommen. Beispielsweise verfügen RWE und E.ON zusammen über ca. 210 vertikale Minderheitsbeteiligungen (ab 10 %) an regionalen Weiterverteilern und Stadtwerken[15]. Die fusionskontrollrechtliche Prüfung solcher Fälle einschließlich der in diesem Zusammenhang verhängten Auflagen durch das BKartA ist im Tätigkeitsbericht 2001/2002 dargestellt[16].

(2) Neue Anbieter

Unmittelbar nach der Marktöffnung ist eine Vielzahl neuer Anbieter in den Markt eingetreten und etablierte Versorger haben ihren Tätigkeitsbereich auf Gebiete außerhalb ihrer angestammten Versorgungsgebiete ausgeweitet. Dabei sind auch neue Handels- und Dienstleistungsangebote im liberalisierten Markt entstanden.

In vielen Fällen blieb der Geschäftserfolg neuer Anbieter weit hinter den Erwartungen zurück[17]. Seit 2000/2001 haben daher viele Anbieter insbesondere im Haushaltskundenbereich ihre Aktivitäten aufgegeben bzw. deutlich eingeschränkt. Einige Insolvenzen neuer Lieferanten waren zu beobachten. Der Umstand, dass sich in jüngsten Insolvenzen kein Käufer für die Kundenbeziehungen gefunden hat, deutet darauf hin, dass diesem Marktsegment zurzeit wenig Perspektiven eingeräumt werden. Derzeit sind etwa 20 Unternehmen im Markt verblieben, die bundesweit Haushalte versorgen und auch weiterhin Neukunden aufnehmen. Darunter befinden sich auch sieben so genannte netzunabhängige Lieferanten, von denen einige Tochtergesellschaften von netzbetreibenden Versorgungsunternehmen sind. Hinzu kommen einige Unternehmen, die nur regional, aber über ihr eigenes Stromnetz hinausgehend anbieten.

Die im Bereich der Industrie- und Gewerbekunden tätigen neuen Anbieter stehen weniger im Blick der Öffentlichkeit, da sie anders als Anbieter im Haushaltskundenbereich keine Publikumswerbung betreiben. Auch in diesem Bereich mehren sich nach einer Vielzahl neuer Aktivitäten zu Beginn der Marktöffnung inzwischen Indizien für eine nachlassende Wettbewerbsaktivität. Nach Aussagen von Nachfragern erhalten sie heute insgesamt weit weniger konkurrenzfähige Angebote als noch vor zwei oder drei Jahren.

(3) Grenzüberschreitender Stromaustausch

Der grenzüberschreitende Stromaustausch (Import/Export) hat sich seit 1998 kontinuierlich erhöht (Tabelle III.2, S. 10).

Seit 1998 ist der grenzüberschreitende Stromaustausch insgesamt um 19,4 % (Stromimport 21,3 %, Stromexport 17,8 %) gewachsen.

---

15 Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2001/2002, Bundestagsdrucksache 15/1226, S. 163.
16 Bundeskartellamt, Tätigkeitsbericht 2001/2002, a. a. O., S. 161 ff.
17 Zu möglichen Ursachen siehe unten Abschnitte c) und d).

Tabelle III.2

Stromimport und -export 1998 bis 2002 (TWh)

Jahr	Import	Export	Saldo (Import-Export)	Summe Import/Export
1998	38,1	38,7	– 0,6	76,8
1999	40,4	39,4	+ 1,0	79,8
2000	45,1	42,1	+ 3,0	87,2
2001	44,0	43,9	+ 0,1	87,9
2002	46,2	45,5	+ 0,7	91,7

Quelle: VDEW

Die deutsche Höchstspannungsebene ist mit etwa 60 Leitungssystemen an die europäischen Verbundnetze angeschlossen. Kein anderes europäisches Land verfügt über eine so hohe Zahl von Kuppelstellen. Die gesamte verfügbare Übertragungskapazität (ermittelt auf der Grundlage von Lastflussberechnungen) der Verbundkuppelstellen vom benachbarten Ausland liegt bei ca. 15 GW (Quelle: ETSO). Dies entspricht einem Anteil von etwa 14 % an der deutschen Nettokraftwerkskapazität und etwa 19 % der aktuellen deutschen Netzhöchstlast. Der deutsche Strommarkt ist damit auch kapazitätsseitig im internationalen Vergleich für grenzüberschreitende Stromlieferungen gut zugänglich. Sofern an einzelnen Verbundkuppelstellen Engpässe bestehen, wenden die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) seit geraumer Zeit erfolgreich Auktionen als marktbasierte Allokationsverfahren an. Die Zahl der am grenzüberschreitenden Stromhandel teilnehmenden Unternehmen hat kontinuierlich zugenommen.

(4) Strombörse

Eine funktionsfähige Strombörse ist ein wichtiges Strukturelement eines liberalisierten Strommarktes. Sie ermittelt durch den Ausgleich von Angebot und Nachfrage in standardisierten Produkten Referenzpreise, die über den Börsenhandel hinaus eine wichtige Bedeutung für das Marktgeschehen haben. Voraussetzung dafür ist, dass das Handelsvolumen hinreichend groß und damit der Markt entsprechend liquide ist.

In Deutschland hatten zunächst zwei Strombörsen, die LPX in Leipzig und die EEX in Frankfurt im Sommer 2000 ihre Tätigkeit begonnen. Seit Anfang 2002 sind beide Börsen zur EEX in Leipzig fusioniert.

Die EEX bietet einen physischen Spotmarkt und einen finanziellen Terminmarkt an. Am Spotmarkt („day ahead“) werden jeweils Stromlieferungen für den kommenden Tag (bzw. freitags auch für das Wochenende) gehandelt, wobei für jede Stunde ein eigener Preis festgestellt wird. Zurzeit sind 114 Teilnehmer an der EEX registriert, davon 52 aus dem Ausland. Am Spotmarkt werden im Durchschnitt 7 bis 8 % des deutschen Stromabsatzes gehandelt. Die Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX weist einen engen Zusammenhang zu den Strompreisen an den Börsen in Frankreich, Österreich und der Schweiz auf (siehe Schaubild III.3).

Die Kursentwicklung des Spotmarktes geht seit dem Jahr 2000 tendenziell nach oben, wie sich an dem gleitenden Jahresdurchschnitt ablesen lässt. Auffällig sind einzelne extreme Ausschläge (Dezember 2001 und Januar 2003), die auf – nicht prognostizierte – punktuelle Engpasssituationen hindeuten. Der kräftige Preisanstieg im Sommer 2003 stand im Zusammenhang mit der anhaltenden Hitzewelle, die zu einem Nachfrageanstieg bei gleichzeitigen Kapazitätsrestriktionen in einer Reihe von Kraftwerken aufgrund von Kühlwasserknappheit führte.

Für die Vertrauensbildung in die Preisentwicklung der liberalisierten Märkte ist es förderlich, dass zumindest ex-post Grundtendenzen der Preisbewegung aus dem verfügbaren Angebot bzw. der Nachfrage erklärbar sind. Deshalb wird von Marktteilnehmern und von der EEX eine verbesserte Markttransparenz (zum Beispiel Information über geplante Kraftwerksrevisionen und andere kursbeeinflussende Faktoren) als wünschenswert angesehen (siehe Schaubild III.4).

Am Terminmarkt können Stromlieferungen von einem Monat bis zu drei Jahre als Monats-, Quartals- oder Jahresbänder[18] im Voraus gehandelt werden. Dabei handelt es sich um einen so genannten „Papierhandel“, die physische Erfüllung erfolgt gegebenenfalls über den Spotmarkt.

Die Preisentwicklung am Terminmarkt ist ebenfalls aufwärts gerichtet, wobei sich der Aufwärtstrend seit Beginn diesen Jahres kräftig beschleunigt hat, wie Schaubild III.5, S. 12, beispielhaft für die Notierungen des Jahres 2004 zeigt. Zum Teil könnten die darin zum Ausdruck kommenden Preiserwartungen vom Anstieg der Spotmarkt-Preise beeinflusst sein. Bei dieser Preisentwicklung dürfte auch eine Rolle gespielt haben, dass die Preise auf der Erzeugerstufe in der Anfangsphase der Marköffnung nach Aussagen von Kraftwerksbetreibern sich zum Teil nur noch an den kurzfristigen Grenzkosten orientierten und die langfristigen Kosten nicht mehr deckten. Ein solcher Zustand ist auf Dauer nicht haltbar, weil dann notwendige langfristige Investitionen in Kraftwerkskapazitäten unterblieben. Offen ist, inwieweit in der Preisentwicklung auch die vom VDN prognostizierte allmähliche Verringerung der „Sicherheitsmarge“ zwischen der „gesicherten Stundenleistung“ und den zu erwartenden Lastspitzen in den kommenden Jahren[19] bereits ihren Niederschlag findet.

Allerdings ist auch die schwache Liquidität des Terminmarktes zu berücksichtigen. An manchen Tagen wurden keine Geschäfte in diesem Produkt (Grundlast 2004) getätigt und die Notierungen durch Befragung von Marktteilnehmern ermittelt.

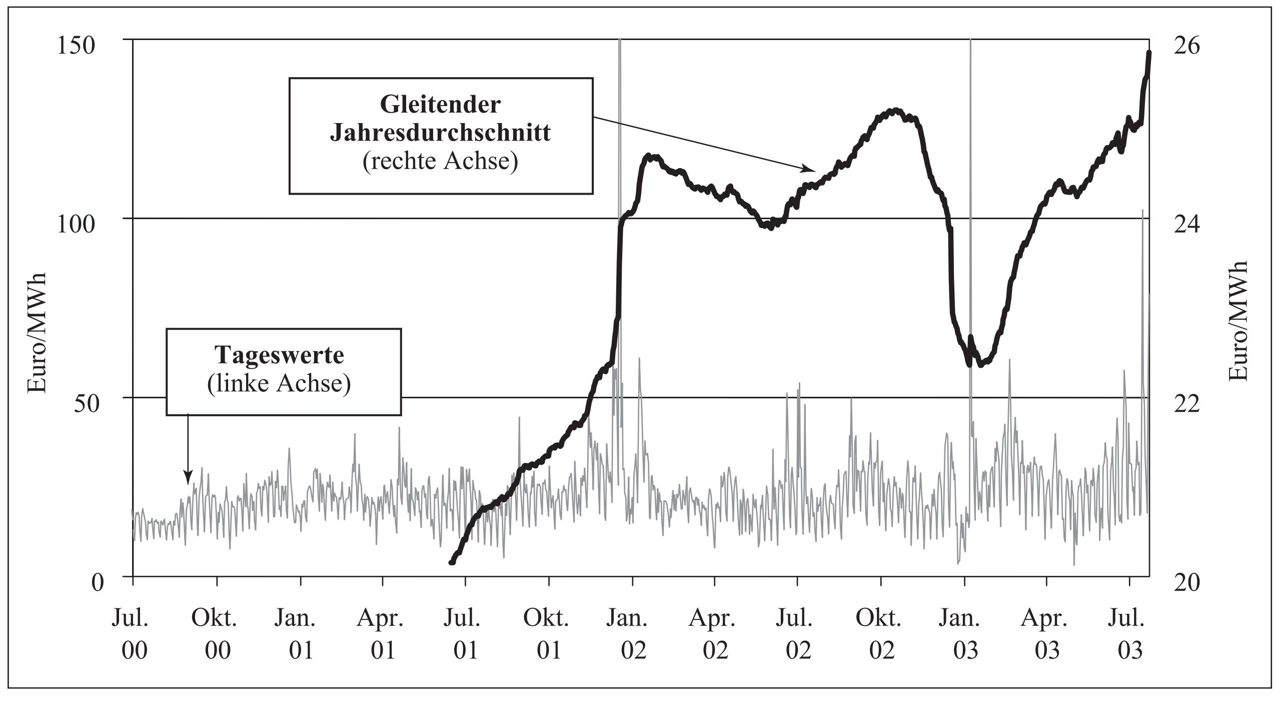
---

[18] Bandlieferung: Kontinuierliche Lieferung mit einer konstanten Leistung über den gesamten Zeitraum. Beispiel: 1 MW Jahresband im Jahr 2003 bedeutet die Lieferung von einem MW über alle Stunden des Jahres 2003 hinweg, also insgesamt von 8 760 MWh.

[19] VDN: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland – Vorschau 2003 bis 2005, Berlin, November 2002.

Schaubild III.3

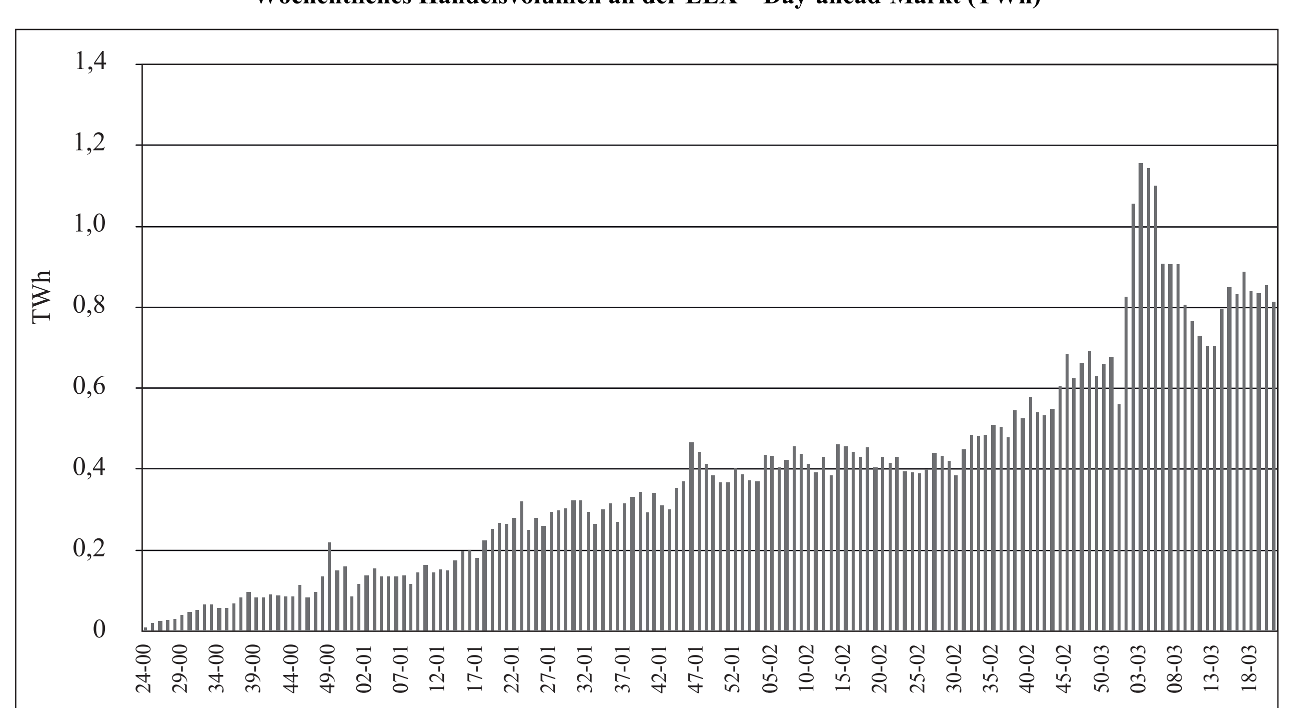
Kursentwicklung an der Strombörse EEX – Day-ahead-Markt (Euro/MWh)



Quelle: EEX

Schaubild III.4

Wöchentliches Handelsvolumen an der EEX – Day-ahead-Markt (TWh)

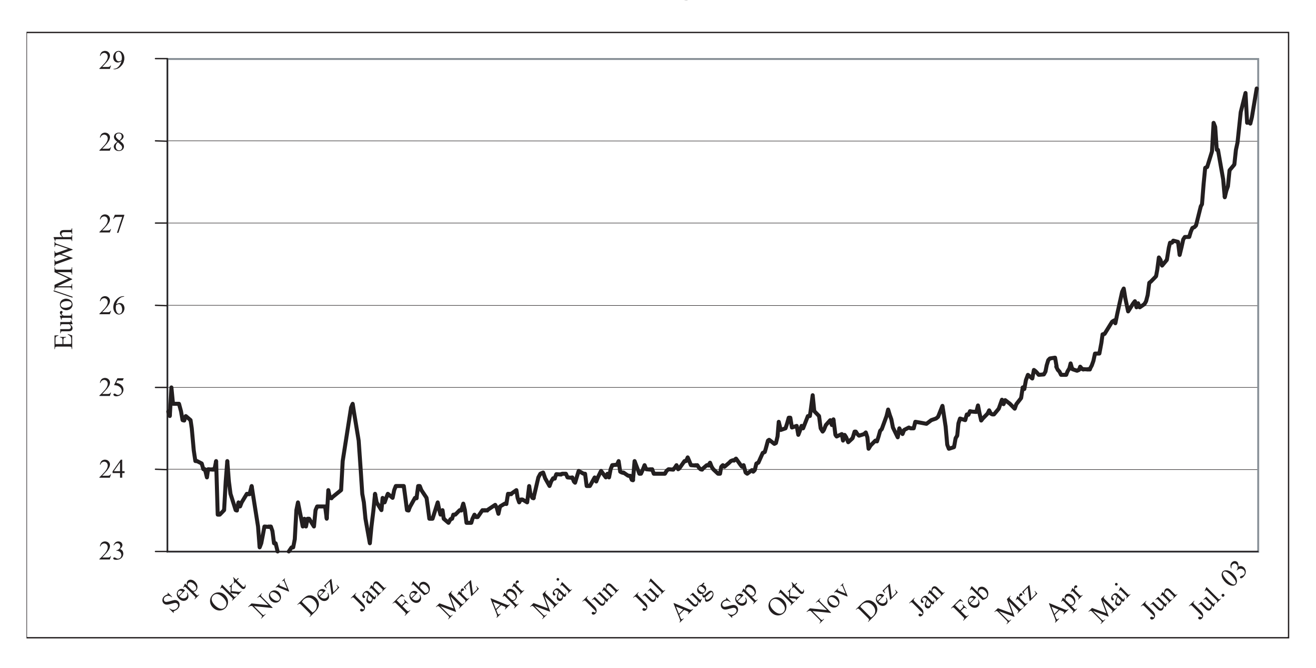


Quelle: EEX

Schaubild III.5



Terminmarkt-Notierung: Jahresband 2004



Quelle: EEX

c) Die Entwicklung der Strompreise für Endabnehmer

Nach der Öffnung der Strommärkte im Jahr 1998 sind die Strompreise in Deutschland bis zum Jahre 2000 deutlich gesunken. Besonders rasch – zum Teil sogar schon im Vorfeld der Marktöffnung – haben die Industrie sowie regionale und lokale Verteilerunternehmen von sinkenden Strompreisen profitiert. Nach der Durchschnittserlösberechnung des Statistischen Bundesamtes (Tabelle III.3) betrug die Senkung der Industriestrompreise im Durchschnitt gut 27 %, wobei die preiserhöhenden Effekte der 1999 neu eingeführten Stromsteuer schon eingerechnet sind. In Einzelfällen ist es zu Preisreduktionen von bis zu 50 % gekommen. Die Industriestrompreise, die vor der Marktöffnung zu den höchsten in Europa gehört hatten, bewegten sich damit im Jahr 2000 im europäischen Mittelfeld. Ab 2001 kam es allerdings zu einem Wiederanstieg der Preise, zu dem neben dem Anstieg der Großhandelspreise ab 2000[20] auch Steuern und andere staatlich veranlasste Belastungen beigetragen haben[21]. Inzwischen liegt das Niveau der Industriestrompreise im europäischen Vergleich wieder im oberen Bereich.

[20] Vergleiche oben Abschnitt b) (4) zur Börsenpreisentwicklung.
[21] Zur Frage der Regelenergie siehe unten Abschnitt f).

Tabelle III.3

Durchschnittserlöse (Cent/kWh) für Stromabsatz der EltVU

	1998	1999	2000	2001	2000/1998	2001/1998
an Haushalte[1)]	12,34	12,28	11,29	11,91	– 8,5 %	– 3,5 %
an Industrie[2)]	6,05	5,34	4,40	4,90	– 27,3 %	– 19,0 %

Ohne MWSt; ab 1999 einschl. Stromsteuer; ab 2000 einschl. Ausgleichszahlungen nach dem EEG und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.

[1)] Tarifkunden, einschließlich des gesamten Heizstromabsatzes. Der Heizstrom (Anteil ca. 15 %) senkt den absoluten Durchschnittswert um ca. 1 Cent/kWh. Allerdings laufen die günstigen Heizstromangebote seit der Liberalisierung tendenziell aus. Dies führt im Zeitablauf zu einem strukturell bedingten Anstieg der ermittelten Durchschnittswerte. Ab 2001 ist ein Herausrechnen des Heizstromabsatzes nicht mehr möglich.

[2)] „Produzierendes Gewerbe"; der Wert für 2001 ist aufgrund einer geänderten Erfassung nicht vollständig mit den Vorjahren vergleichbar

Quelle: 1998 bis 2000: Statistisches Bundesamt: Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft, Dezember und Jahr 2002. April 2003 2001: Vorläufige Zahlen des Statistischen Bundesamtes. Entsprechende Statistik für 2002 liegt noch nicht vor.

Im Bereich der Haushaltskunden fielen die Preissenkungen bis zum Jahr 2000 relativ gesehen geringer aus (8,5 %). Auch hier ist zu berücksichtigen, dass der Netto-Rückgang (nach Herausrechnen der zusätzlich eingeführten Steuern und sonstigen Belastungen) gut 20 % betragen hätte[22].

Andere Preisindizes zu den Haushaltsstrompreisen, die sich auf die Abfrage genehmigter Tarifstrompreise stützen, z. B. die halbjährlich für Eurostat an zehn Orten in Deutschland erhobenen Strompreise für bestimmte Abnahmeverhältnisse, weisen keinen vergleichbaren Rückgang bis zum Jahr 2000 aus. Das deutet darauf hin, dass preissenkende Effekte im Wesentlichen durch wettbewerbsbedingte Alternativangebote der etablierten Versorger außerhalb der genehmigten Tarife ausgelöst wurden. Auch die aus verschiedenen Ländern vorliegenden Übersichten über die nach BTOElt genehmigten Stromtarife weisen in vielen Fällen eine relative Konstanz über den gesamten Zeitraum aus.

Zur aktuellen Entwicklung der Haushalts- und Industriestrompreise liegen noch keine Daten der amtlichen Statistik vor. Nach Berechnungen des VDEW, die auf den Strompreisvergleichen des Verbandes der Energieabnehmer (VEA) basieren, ergibt sich für den industriellen Bereich folgendes Bild:

Tabelle III.4

Industriestrompreise[1)] (Januar 1998 = 100)

in %	ohne Strom-steuer	volle Strom-steuer	20 % Strom-steuer
Januar 1998	100	100	100
Jahresdurchschnitt 2000	60,3	74,4	63,1
Jahresdurchschnitt 2001	67,5	84,5	70,9
Jahresdurchschnitt 2002	69,6	89,4	73,6
Dezember 2002	71,3	91,1	75,3

1) Nettostrompreise (inkl. Mehrkosten aus EEG und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, ohne MWSt., ungewichteter Durchschnitt aus acht typischen Abnahmeverhältnissen des VEA-Strompreisvergleichs. Hinweis: Im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz sind Belastungsobergrenzen für Unternehmen festgelegt und die im Juli 2003 in Kraft getretene Härtefallregelung begrenzt die Belastungen aus dem EEG für besonders stromintensive Industriebetriebe.) Quelle: Berechnungen des VDEW

Mit Anhebung des Regelsteuersatzes der Stromsteuer zum 1. Januar 2003 von 1,79 Cent/kWh auf 2,05 Cent/kWh und der Anhebung des ermäßigten Steuersatzes von 20 auf 60 % dürften sich die Industriestrompreise in 2003 weiter erhöhen. Gleichwohl dürften die Strompreise für den industriellen Bereich nach wie vor deutlich unter den vor der Marktöffnung geltenden Vergleichswerten liegen.

Auch die Haushaltsstrompreise sind in 2002 und 2003 weiter angestiegen und haben nach einer Schätzung des VDEW wieder das Niveau vor der Marktöffnung erreicht[23].

Dazu beigetragen haben nach dieser Schätzung Stromsteuerbelastungen und sonstige staatlich veranlasste Belastungen. Aus dieser Schätzung (Schaubild III.6, S. 14) lässt sich allerdings auch ableiten, dass angesichts der im Durchschnitt leicht gesunkenen Netznutzungsentgelte[24] seit 2001 auch die Erzeugerpreise zum Wiederanstieg der Endverbraucherpreise beigetragen haben.

Die Strompreise der neuen Anbieter haben sich ähnlich denen der integrierten Versorger entwickelt. Zurzeit ist eine Regionalisierung der Strompreise der neuen Anbieter im Haushaltskundenbereich zu beobachten. Die beiden größten Anbieter haben mit diesem Schritt ihre Preise in einigen Netzgebieten stark erhöht, um bei einem hohen Niveau der Netznutzungsentgelte diesem Kostenfaktor Rechnung tragen zu können. Die lokalen Netznutzungsentgelte und Messpreise finden im Angebot verstärkte Berücksichtigung. Dies führt häufig dazu, dass das Best-Preis-Angebot oder sogar der genehmigte Tarif des örtlichen Versorgers wieder zum günstigsten Angebot wird.

d) Netznutzungsentgelte

Die EltVU haben bisher Netzbetrieb, Strombeschaffung und -vertrieb in der Regel als integrierte Unternehmen durchgeführt. Da der Betrieb der Stromnetze auch nach Öffnung des Strommarktes ein natürliches Monopol bleibt, kommt der Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit von Netznutzungsentgelten für den Wettbewerb im Strommarkt eine wichtige Bedeutung zu. Überhöhte Netznutzungsentgelte können Wettbewerber, die auf den Netzzugang angewiesen sind, stark behindern und damit deren Wettbewerbsmöglichkeiten beeinträchtigen. Zugleich könnten sie dem integrierten Anbieter eine Quersubventionierung seiner dem Wettbewerb ausgesetzten Aktivitäten erlauben.

Als Indizien dafür, dass die Netznutzungsentgelte in Deutschland insbesondere in der Mittel- und Niederspannung zu hoch seien, werden angeführt:

- internationale Vergleiche[25],
- die relativ starke Streuung zwischen den einzelnen Netzbetreibern in Deutschland selbst und
- der Umstand, dass zahlreiche Netzbetreiber schon aufgrund der Einleitung kartellrechtlicher Missbrauchsverfahren ihre Entgeltkalkulationen verändert und Netznutzungsentgelte gesenkt haben.

22 J. Auer; Strompreis: Anstieg infolge politischer Sonderlasten programmiert; in: Deutsche Bank Research. Aktuelle Themen vom 30. Januar 2002, S. 3.

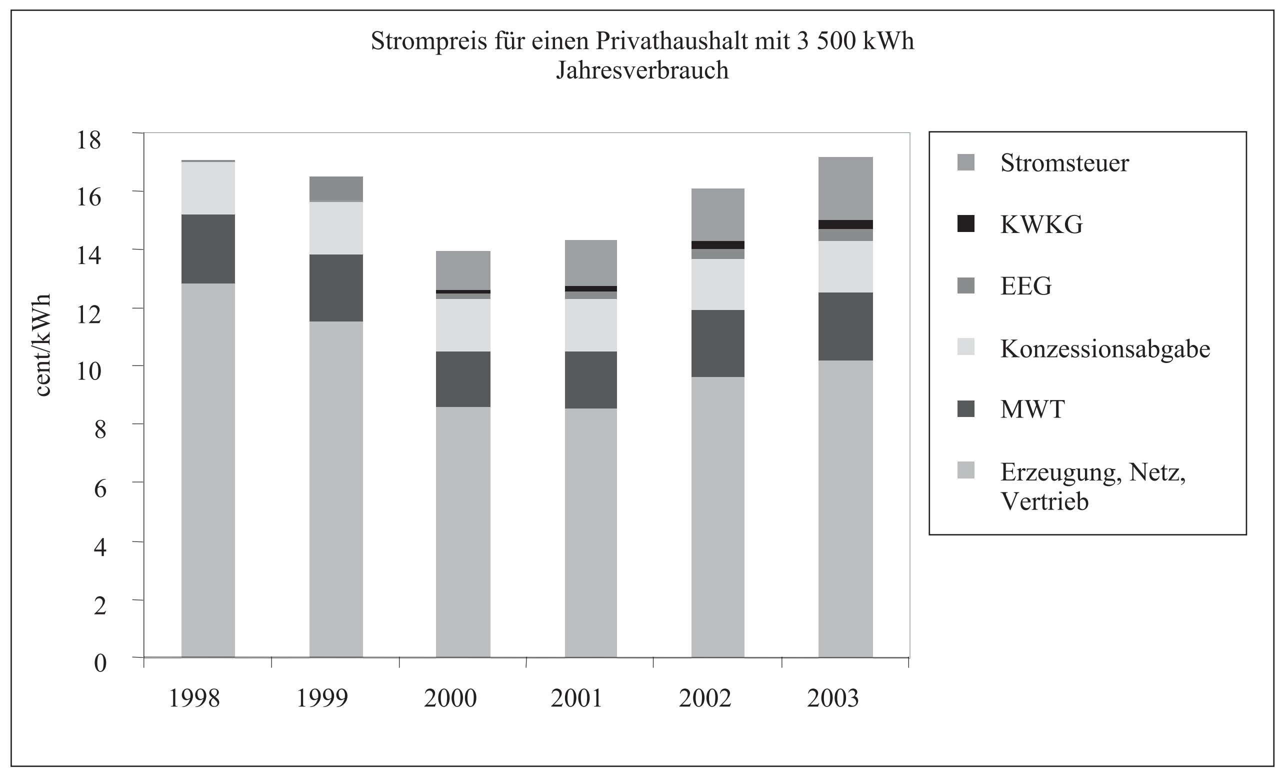
23 Zur Frage des Lieferantenwechsels für Haushaltskunden siehe Abschnitt e).

24 Vergleiche Abschnitt d).

25 Zum Beispiel Zweiter Benchmarkingbericht der EU-Kommission über die Vollendung des Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarktes, aktualisierter Bericht unter Einbeziehung der Beitrittsländer, Brüssel, 7. April 2003, SWK (2003) 448 (2. Benchmarkingbericht); Haubrich, CONSENTEC: Preise und Bedingungen der Nutzung von Stromnetzen in ausgewählten europäischen Ländern (Haubrich-Studie), Aachen, Dezember 2002.

Schaubild III.6

Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Stromrechnung eines Drei-Personen-Haushaltes mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3 500 kWh.



Quelle: VDEW

Die Haubrich-Studie im Auftrag des BMWA hat insbesondere die methodischen Voraussetzungen für einen internationalen Vergleich herausgearbeitet und kommt zu dem Ergebnis, dass – soweit als möglich vergleichbar gemachte – Netznutzungsentgelte in der Mittel- und Niederspannung in Deutschland und Österreich tendenziell über denen in England und Wales, Schweden sowie Finnland liegen. Die Studie weist aber auch darauf hin, dass es nicht möglich ist, aus Angaben über die Netznutzungsentgelte für einzelne Abnahmefälle – und nur diese Information steht einem externen Beobachter zur Verfügung – auf die Summe der Erlöse aus Netznutzungsentgelten des einzelnen Netzbetreibers zu schließen, da es insofern auf die Abnehmerstruktur[26] des Netzbetreibers ankommt[27].

Darüber hinaus können unterschiedliche Netznutzungsentgelte auch durch Unterschiede in den Kostenstrukturen begründet sein, die ihrerseits unter anderem auf unterschiedliche Strukturen und technische Ausstattung der Netze zurückzuführen sein können. Struktur und technische Ausstattung der Netze bestimmen ihrerseits maßgeblich die Zuverlässigkeit des Netzes und damit die Versorgungsqualität[28]. Die Angemessenheit von Netznutzungsentgelten kann deshalb immer nur im Zusammenhang mit der durch die Netze gewährleisteten Versorgungsqualität und -sicherheit beurteilt werden.

(1) Preisfindungsprinzipien nach der VV Strom II plus: Kalkulationsleitfaden und Vergleichsmarktverfahren

Die VV Strom II plus enthält einen ausführlichen, in der Fassung vom 23. April 2002 ergänzten und präzisierten Leitfaden für die Kalkulation von Netznutzungsentgelten, insbesondere zur Ermittlung kalkulatorischer Kostenpositionen. Der Kalkulationsleitfaden wird ergänzt durch ein so genanntes „Vergleichsmarktverfahren" (im Folgenden zur Unterscheidung vom kartellrechtlichen Vergleichsmarktkonzept: Vergleichsverfahren), das zur Überprüfung der Angemessenheit der Netznutzungsentgelte herangezogen werden soll.

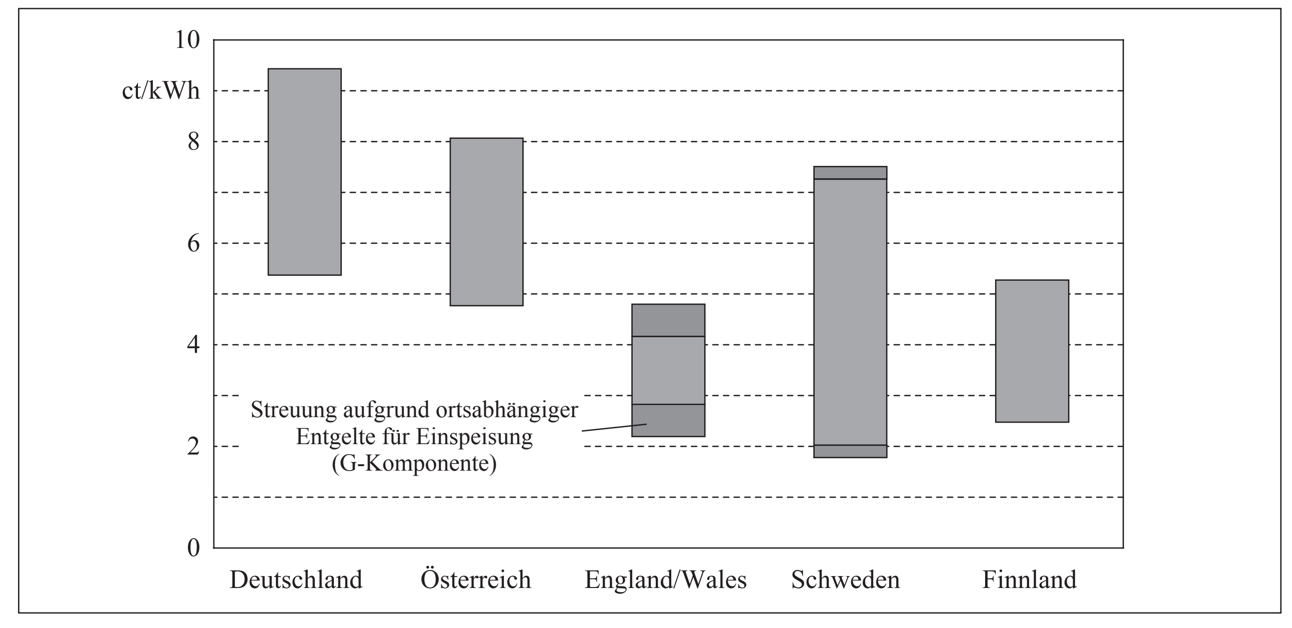
[26] Siehe insbesondere das Beispiel aus der Haubrich-Studie, S. 71: durchschnittlicher Jahresverbrauch des deutschen Haushaltskunden 3 500 kWh, durchschnittlicher Jahresverbrauch des schwedischen Haushaltskunden 9 600 kWh.

[27] Vergleiche Haubrich-Studie, die an einem Beispiel erläutert, dass ein Netzbetreiber trotz niedrigerer Netznutzungsentgelte für einzelne untersuchte Abnahmefälle aufgrund seiner Abnehmerstruktur insgesamt höhere Netzeinnahmen haben kann als ein anderer Netzbetreiber mit höheren Entgelten. Haubrich, Consentec a. a. O. S. 6 f.

[28] Ebd. S. 77 ff.

Schaubild III.7

Bandbreite der Netznutzungsentgelte für Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung mit 3 500 kWh/a Energieverbrauch



Quelle: Haubrich, CONSENTEC, a. a. O. S. 54

Im Kalkulationsleitfaden ist festgehalten, dass nur Kosten einer „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung" in Ansatz gebracht werden dürfen. Er setzt nach Auffassung der Verbände der Stromwirtschaft das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung in Übereinstimmung mit betriebswirtschaftlich anerkannten Kalkulationsgrundsätzen konsequent um[29] und sieht u. a. vor:

– getrennte Erfassung (rechnungsmäßige Entbündelung) der Kosten (je Netzebene und Umspannung) auf Basis des handelsrechtlichen Jahresabschlusses;

– Abschreibungen und Kapitalbasis für die Eigenkapitalverzinsung auf Basis von Tagesneuwerten;

– eine reale Eigenkapitalverzinsung von 6,5 %, die auch das unternehmerische Risiko abdeckt; bei der Berechnung der kalkulatorischen Zinsen wird die Eigenkapitalquote auf maximal 50 % (2003) bzw. 40 % (ab 2004) begrenzt;

– Gewerbesteuer und Steuern auf den Scheingewinn werden als kalkulatorische Kosten anerkannt;

– Fremdkapitalzinsen werden zu Ist-Werten angesetzt.

Durch das Vergleichsverfahren sollen Anreize zur Förderung der „elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung" geschaffen werden. Dabei müssen die strukturellen Unterschiede zwischen Netzgebieten beachtet werden. Die VV Strom II plus zieht dazu drei Strukturkriterien heran:

– Einwohnerdichte bzw. Abnehmerdichte,

– Verkabelungsgrad und

– Lage des Netzes (Ost/West).

Für die beiden ersten Merkmale werden jeweils drei Ausprägungen (hoch/mittel/niedrig) festgelegt, sodass sich für die drei Spannungsebenen Nieder-, Mittel- und Hochspannung jeweils 18 Strukturklassen ergeben[30]. Insgesamt werden damit 54 Strukturklassen ausgewertet. Auf der Grundlage ihrer Netzkennziffern werden Netzbetreiber in dieses Grobraster eingeordnet. Die Netzbetreiber melden dem VDN neben den genannten Netzkennziffern die Entgelte für sechs typisierte Abnahmefälle in Niederspannung, und für jeweils drei typisierte Abnahmefälle in der Mittel- und in der Hochspannung. Ein Netzbetreiber, dessen ungewichteter

[29] Mehrere Gutachten im Auftrag des VDEW untermauern diese Auffassung. Siehe zum Beispiel: G. Sieben, H. Maltry: Netznutzungsentgelte für elektrische Energie, Frankfurt am Main/Heidelberg, April 2002; W. Gerke: Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetzkalkulation, Frankfurt am Main/Heidelberg, Februar 2003; W. Männel: Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung VV II plus vom 13. Dezember 2001 und 23. April 2002; Frankfurt am Main/Heidelberg, März 2003.

[30] Die Übertragungsnetze (Höchstspannung) werden nicht vom Vergleichsverfahren erfasst.

Durchschnitt der Entgelte aus den Abnahmefällen einer Netzebene im Bereich der obersten 30 % der Spanne zwischen Minimum- und Maximumwert seiner Strukturklasse liegt, muss sich auf Antrag eines Netznutzers einem Rechtfertigungsverfahren unterziehen und vor einer neutralen Schiedsstelle seine Kostenkalkulation offen legen.

(2) Bisherige Ergebnisse der Preisfindungsprinzipien der VV

Der VDN hat bisher Auswertungen zu zwei Stichtagen (10. Oktober 2002 und 18. März 2003) im Internet veröffentlicht, die Grundlage für mögliche Rechtfertigungsverfahren bilden sollen. Soweit bekannt, wurde dieses Verfahren bisher jedoch nicht in Anspruch genommen.

Die beiden genannten Auswertungen des VDN umfassten erst gut die Hälfte aller Netzbetreiber. Dies ist – trotz der erreichten Netzabdeckung von über 90 % – deshalb von Bedeutung, weil die Ermittlung der Minima und Maxima in den einzelnen Strukturklassen und damit die Grenzwerte für das Rechtfertigungsverfahren jeweils von nur zwei einzelnen Unternehmen bestimmt werden. Zudem erschwert die Veränderung im Kreis der erfassten Netzbetreiber zwischen der ersten und der zweiten Erhebung die Vergleichbarkeit. Durch eine intensive Nachermittlung hat der VDN inzwischen (Stand 18. Juli 2003) die Zahl der erfassten Netzbetreiber auf 629 erhöhen können. Hinzu kommen 46 ermittelte „Alleinabnehmer“[31], die nicht in die Auswertung einzubeziehen sind, so dass damit nach Angaben des VDN Daten für insgesamt 73 % aller Netzbetreiber vorliegen. Die Durchschnitts- und Grenzwerte für die einzelnen Strukturklassen haben sich durch die Einbeziehung der zusätzlichen Unternehmen gegenüber dem Stand vom März praktisch kaum verändert.

Laut VDN sind die Netznutzungsentgelte zwischen der ersten und der zweiten Erhebung im ungewichteten Durchschnitt über alle Netzbetreiber um 0,4 bis 1,6 % (je nach Spannungsebene) gefallen. Eine deutlich stärkere Senkung der Netznutzungsentgelte ist laut VDN durch die um bis zu 20 % gestiegenen Übertragungsnetzentgelte verhindert worden, die auf die unteren Netzebenen weitergewälzt werden. Ursache für diesen Anstieg seien die gestiegenen Kosten für Regelenergie. Rechnet man diesen externen Faktor heraus, ergibt sich nach einer Modellrechnung des VDN, dass die Entgelte in der Hochspannung im Durchschnitt um 8 %, in der Mittelspannung um 6 % und in der Niederspannung um 4 % gesunken wären. Darin spiegelt sich nach Auffassung des VDN die Auswirkung der verstärkten Anwendung des Kalkulationsleitfadens wider[32].

Für diese Interpretation fehlt allerdings eine belastbare empirische Basis. Die Erhöhung der Übertragungsnetzentgelte aufgrund höherer Regelenergiekosten hat unbestreitbar ein stärkeres Absinken der Netznutzungsentgelte verhindert. Das quantitative Ausmaß dieses Effekts lässt sich allerdings nicht verlässlich angeben, da ein erheblicher Teil der Preiserhöhungen der Übertragungsnetzbetreiber bereits im ersten Halbjahr 2002 vollzogen wurde und somit möglicherweise schon in den Netznutzungsentgelten vom Oktober 2002 enthalten war.

Des Weiteren handelt es sich bei den im VDN-Vergleich ermittelten Durchschnittswerten um ungewichtete Durchschnitte über die erfassten Netzbetreiber. Einzelne große Netzbetreiber wie RWE Net und EnBW Regional haben ihre Netznutzungsentgelte deutlich erhöht. Darüber hinaus besteht ein Grundproblem des Vergleichsverfahrens der VV Strom II plus in dem Umstand, dass die Angaben über die Netznutzungsentgelte für einzelne Abnahmefälle keinen Rückschluss auf die Summe der Erlöse aus Netznutzungsentgelten des einzelnen Netzbetreibers erlauben, da die jeweilige Abnahmestruktur nicht bekannt ist[33].

Problematisch ist außerdem, dass eine Reihe der insgesamt 54 Strukturklassen so schwach besetzt sind, dass das Vergleichsverfahren nicht sinnvoll erscheint oder schon rein rechnerisch gar nicht möglich ist.

Von den gewählten Strukturkriterien steht nur das Merkmal Ost/West in einer eindeutigen Beziehung zu den ermittelten Netznutzungsentgelten. In den neuen Ländern liegen die Netznutzungsentgelte in allen Strukturklassen in der Mittel- und Niederspannung zwischen 0,5 bis 1 Cent/kWh über den Werten in den alten Ländern. Offen ist, ob diese Unterschiede durch hohe Investitionen nach der deutschen Einigung und geringere Auslastung aufgrund der langsameren industriellen Entwicklung gerechtfertigt sind.

Die vom VDN ebenfalls als positive Auswirkung des Kalkulationsleitfadens angeführte Reduzierung der Spreizung der Netznutzungsentgelte, die in einzelnen Klassen bis zu 30 % beträgt, relativiert sich dadurch, dass diese Veränderungen teilweise auf den Wechsel der erfassten Unternehmen zurückzuführen ist und dass sich nicht nur Maximalwerte verringert haben, sondern auch Minimalwerte angehoben wurden.

Eine kausale Wirkung des Kalkulationsleitfadens zur Jahreswende 2002/2003 erscheint auch deshalb schwer nachweisbar, weil nach den Erhebungen des Verbandes der Energieabnehmer (VEA) bereits seit September 2001 die Netznutzungsentgelte in der Mittel- und Niederspannung leicht sinken, wobei es sich auch hier um ungewichtete Durchschnitte handelt. Zu dieser Absenkung können die kartellrechtlichen Missbrauchsverfahren beigetragen haben.

Die geringste Absenkung (insgesamt – 4 % bis Juni 2003) ergibt sich bei Niederspannungskunden ohne Leistungsmessung, zu denen die privaten Haushalte zählen.

Auffällig ist, dass der Wiederanstieg der Hochspannungsentgelte, in denen sich die gestiegenen Regelenergiekosten niederschlagen dürften, in der VEA-Statistik nicht auf die Entwicklung der Netznutzungsentgelte in den unteren Spannungsebenen durchzuschlagen scheint.

---

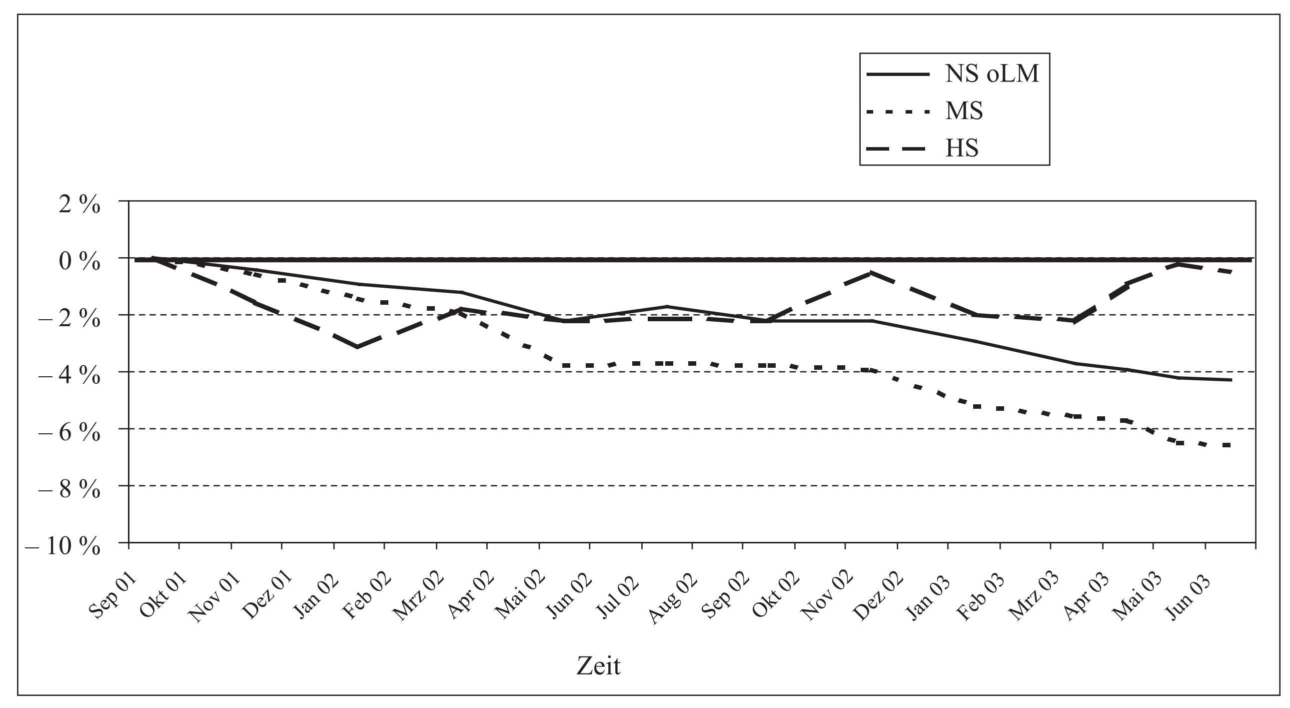
[31] Zur Erläuterung des Alleinabnehmersystems siehe unten Abschnitt g).

[32] Fachaufsatz des VDN vom März 2003: „VV II+ führt zur Senkung der Netznutzungsentgelte“ auf der Internetseite des VDN www.vdn-berlin.de.

[33] Vergleiche oben Fußnote 29.

Schaubild III.8

Veränderungen der Netznutzungsentgelte seit September 2001



NS oLM = Niederspannung ohne Leistungsmessung, MS = Mittelspannung, HS = Hochspannung.
Quelle: BMWA -Berechnung auf Basis der VEA-Netznutzungsentgelte-Datenbank. Ausgewertet wurden die ungewichteten Durchschnitte der Netznutzungsentgelte der erfassten rund 800 Netzbetreiber. Dabei wurde nicht auf Basis der VEA-, sondern auf Basis der VV Strom II plus – Abnahmefälle gerechnet.

(3) Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht

Das BKartA hat seit Herbst 2001 zunächst gegen 22 Netzbetreiber Vorverfahren wegen des Verdachts missbräuchlich überhöhter Netznutzungsentgelte eingeleitet; in zwölf Fällen sind förmliche Verfahren eingeleitet worden. Auch mehrere Landeskartellbehörden haben gegen Netzbetreiber in den jeweiligen Bundesländern über 100 Missbrauchsverfahren bzw. Voruntersuchungen eingeleitet. In vielen Fällen sind die Verfahren eingestellt worden, nachdem Netznutzungsentgelte abgesenkt wurden. Bisher liegen zwei förmliche Entscheidungen des BKartA wegen überhöhter Netznutzungsentgelte vor, die in den Verfahren Stadtwerke Mainz und TEAG Thüringer Energie AG (TEAG) ergangen sind. Im TEAG-Fall stützt sich das BKartA auf eine reine Kostenkontrolle, wobei es einzelne Elemente des Kalkulationsleitfadens als missbräuchlich beurteilt. Im Fall Stadtwerke Mainz hat das BKartA das kartellrechtliche Vergleichsmarktkonzept angewendet. Dabei hat es aber nicht auf einen Vergleich der Preise für einzelne Abnahmeverhältnisse, sondern auf die insgesamt jeweils aus Netznutzungsentgelten erzielten Erlöse abgestellt, die zur Länge des Verteilnetzes einer Spannungsebene in Beziehung gesetzt wurden. In beiden Fällen hat das Oberlandesgericht Düsseldorf die vom BKartA jeweils angeordnete sofortige Vollziehbarkeit aufgehoben und die aufschiebende Wirkung der Beschwerde wieder hergestellt. Die Frage, ob die vom BKartA in den angefochtenen Beschlüssen zugrunde gelegten Konzepte zur Begründung einer Missbräuchlichkeit von Netznutzungsentgelten mit den Eingriffsgrundlagen im GWB vereinbar sind, ist bisher nicht geklärt. Beide Verfahren sind in der Hauptsache noch anhängig.

e) Erfolge und Probleme des verhandelten Netzzugangs (Lieferantenwechsel)

Nach VDEW/VIK-Schätzungen haben seit der Liberalisierung 35 % der Industriekunden ihren Lieferanten gewechselt und 65 % einen neuen Vertrag mit ihren alten Lieferanten abgeschlossen. Dies belegt, dass im Industriekundenbereich der Lieferantenwechsel weitgehend reibungslos funktioniert.

Demgegenüber zeigt sich, dass die Abwicklung im Massenkundengeschäft besondere Herausforderungen stellt, die noch nicht vollständig gelöst sind.

Nach einer repräsentativen Marktuntersuchung des VDEW haben bis zum Herbst 2002 4,3 % der Haushalte und 6,4 % der Gewerbekunden ihren Lieferanten gewechselt. Allerdings haben rund ein Viertel der Haushalte und rund die Hälfte der Gewerbekunden einen neuen, preisgünstigeren Vertrag mit ihrem bisherigen Versorger abgeschlossen.

Die relativ geringe Wechselbereitschaft der Haushalte dürfte nicht zuletzt darauf zurückzuführen sein, dass Strom für Konsumenten als „Low-interest-Produkt“ gilt, bei dem in der Regel nur erhebliche Preisvorteile einen Anbieterwechsel auslösen. Darüber hinaus zeigen Umfragen ein hohes Maß an Kundenzufriedenheit mit ihrem etablierten Versorger.

In der ersten Phase der tatsächlichen Marktöffnung für Haushaltskunden mit dem Eintreten bundesweiter Anbieter (ab 1999) führten die erheblichen Probleme in der Abwicklung des Lieferantenwechsels auch zu zahlreichen Beschwerden beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Das Ministerium richtete darauf hin im Jahr 2001 die „Task Force Netzzugang“ ein. Die Task Force wirkte darauf hin, dass beim VDEW ein Beschwerdemanagement für den Kleinkundenbereich aufgebaut wurde.

Die Bearbeitung der Beschwerden bildete den Ausgangspunkt für eine Identifizierung der praktischen Umsetzungsprobleme des verhandelten Netzzuganges, zu denen die VV Strom II plus bisher keine Regelungen vorsieht. Dazu richtete die Task Force einen Verbandsausschuss ein, in dem alle Verbände des Strommarktes, die Unterzeichnerverbände der VV Strom II plus sowie die neuen Lieferanten, Händler und Verbraucherverbände vertreten sind. Der Verbandsausschuss erarbeitet so genannte Best-Practice-Empfehlungen, verabschiedet diese einstimmig im Konsens und legt allen Marktteilnehmern und Verbandsmitgliedern deren Einhaltung nahe. Bisher wurden folgende Empfehlungen verabschiedet[34]:

– Elektronische Abwicklung des Wechselprozesses,
– Verzicht auf die Vorlage und Übersendung von Originaldokumenten,
– Abgrenzung von Mindestkriterien zur Identifizierung von Verbrauchsstellen,
– Gewährleistung des Lieferantenwechsels innerhalb eines Monats,
– Rückwirkende Abwicklung von Kundenumzügen,
– Erweiterte Anwendung synthetischer Lastprofile.

Umfragen der Verbände und eine Reihe von Beschwerden aus dem Markt belegen, dass die Empfehlungen nur langsam und nicht in dem ursprünglich vorgesehenen Zeitrahmen umgesetzt wurden. Zum Teil dürfte dies an objektiven Schwierigkeiten liegen, insbesondere im Zusammenhang mit notwendigen Umstellungen im IT-Bereich, die vorher unterschätzt worden waren. Teilweise wirkt sich aber offensichtlich auch die fehlende Verbindlichkeit der Empfehlungen aus. Soweit andere Staaten die Märkte für Haushaltskunden geöffnet haben, sind dort ähnliche Probleme aufgetreten, die auch durch regulatorische Vorgaben noch nicht abschließend gelöst werden konnten.

Im Juni 2003 haben die Verbände der Elektrizitätswirtschaft – VDEW, VRE, VKU und VDN – einen Aktionsplan zur Umsetzung der Best-Practice-Empfehlungen beschlossen.

Einige der Probleme der Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen betreffen auch die Sondervertragskunden, sodass auch hier die Anwendung der Best-Practice-Empfehlungen den Marktzugang vereinfachen würde. Weitere Probleme können sich aus der bei größeren Abnahmemengen geforderten Leistungsmessung ergeben. So kritisieren Stromlieferanten, dass einige örtliche Versorgungsunternehmen in ihrer Funktion als Netzbetreiber oft erst aus Anlass des Lieferantenwechsels auf einem Umbau der Zähleinrichtung auf Lastgangmessung bestünden und damit gleichsam ein „Wechselentgelt“ forderten. Auch stünden die Daten aus der Lastgangsmessung insbesondere bei Neuaufnahme der Lieferung dem neuen Lieferanten nicht zeitnah zur Verfügung. Dadurch könne das Verbrauchsverhalten des Kunden schlechter prognostizieren werden.

f) Regelenergie

Da Strom nicht speicherbar ist, besteht die Notwendigkeit, zu jedem Zeitpunkt den Ausgleich zwischen eingespeister und entnommener Strommenge so sicherzustellen, dass die Netzfrequenz konstant bleibt. Der Strom, den man für diesen Ausgleich benötigt, wird als Regelenergie bezeichnet. Nach dem Zeitrahmen, in dem die entsprechenden Regelungsmaßnahmen greifen müssen, unterscheidet man zwischen der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (so genannte Minutenreserve). Primär- und Sekundärregelung werden vollautomatisch innerhalb weniger Sekunden bzw. Minuten abgerufen, die Minutenreserve muss innerhalb von 5 bis 15 Minuten nach manuellem oder telefonischem Abruf erbracht werden. Der Bedarf an Regelenergie nimmt aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Windenergie zu.

Für die Beschaffung der Regelenergie sind die ÜNB der vier Verbundunternehmen in ihrer jeweiligen Regelzone zuständig. In allen vier Regelzonen wird die Regelenergie inzwischen über Ausschreibungen beschafft. Die Primär- und Sekundärregelung werden halbjährlich ausgeschrieben, die Tertiärregelung inzwischen täglich. Die Verpflichtung zur Ausschreibung geht im Falle RWE und E.ON auf Auflagen des BKartA in Fusionsfällen zurück. Die Ausschreibungsverfahren von EnBW und Vattenfall Europe wurden im Wege kartellrechtlicher Missbrauchsverfahren durchgesetzt. Ziel des BKartA war es, durch Ausschreibungen allen entsprechend qualifizierten Marktteilnehmern die Möglichkeit zu eröffnen, Regelenergie anzubieten, und damit eine transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung der Regelenergie zu erreichen. Bei den Ausschreibungen ist die Zahl der Anbieter, die sich für das Angebot von Regelenergie in den einzelnen Regelzonen qualifiziert haben, gering geblieben. Die mit dem ÜNB konzernmäßig verbundenen Kraftwerke dürften in der jeweiligen Regelzone jeweils die mit Abstand größten Anbieter geblieben sein.

Die Preise für Regelenergie wirken sich auf zweifache Weise auf die Netznutzung aus. Zum einen gehen die Kosten der Primärregelung (ausschließlich Leistungspreise) sowie die Leistungspreise der Sekundärregelung und der Minutenreserve als Kosten der Systemdienstleistung in die Übertragungsnetzentgelte ein und werden auf die anderen Netzebenen weitergewälzt. Nach Aussage des VDN ist auf diesem Wege eine stärkere Absenkung der Netznutzungsentgelte durch den Kalkulationsleitfaden verhindert worden[35]. Zum anderen bilden die Arbeitspreise der Sekundär- und der Minutenreserve die Grundlage für die Verrechnung von Mehr- und Mindereinspeisungen der Bilanzkreise. Da für Newcomer wegen ihrer geringeren Kundenzahlen Durchmischungseffekte weniger wirksam werden, ist das Risiko von Bilanzabweichungen für sie in der Regel größer als für große Unternehmen. Überhöhte Preise

[34] Die Empfehlungen sind auf den Internetseiten des BMWA und des VDN veröffentlicht.

[35] Siehe oben Abschnitt d)(2).

für den Bilanzausgleich würden daher in besonderer Weise kleinere Unternehmen betreffen.

Die Preise für Regelenergie, insbesondere soweit sie sich unmittelbar als Preise für Ausgleichsenergie für Bilanzkreisabweichungen niederschlagen, werden vielfach als überhöht kritisiert. Das BKartA hat daher aufgrund einer Beschwerde des VIK neue Missbrauchsverfahren eingeleitet. Nach den EU-Vorgaben gehören die Methoden der Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen künftig zum Regulierungsbereich[36].

Auch in anderen Staaten mit regulierten Netzzugangssystemen sind die Bedingungen für die Regelenergiemärkte zum Teil umstritten. In der Praxis sind in vielen Märkten hohe und teilweise stark schwankende Regelenergiepreise zu beobachten.

g) Erfahrungen mit der Netzzugangsalternative (Alleinabnehmersystem), Bericht nach § 8 EnWG

Die in Artikel 16 und 18 der EU-Stromrichtlinie 1996 verankerte Möglichkeit, sich hinsichtlich der Organisation des Netzzugangs für das System des Alleinabnehmers zu entscheiden, wurde im EnWiNG als Wahlmöglichkeit vorgesehen.

Nach § 5 EnWG erfolgt der Zugang zum Elektrizitätsversorgungsnetz vorbehaltlich des § 7 EnWG nach dem System des verhandelten Netzzugangs. § 7 EnWG regelt die sogenannte Netzzugangsalternative in Form des Alleinabnehmersystems. Bei Inanspruchnahme dieser Regelung sind EltVU verpflichtet, die Elektrizität abzunehmen, die ein Letztverbraucher, der im Gebiet ansässig ist, auf das sich die Bewilligung bezieht, bei einem anderen EltVU gekauft hat. Die Vergütung für die Elektrizität muss mindestens dem vom Letztverbraucher an das versorgende EltVU zu zahlenden Preis, vermindert um den Tarif für die Nutzung des Versorgungsnetzes, entsprechen. Die Netzzugangsalternative soll im Vergleich zum verhandelten Netzzugang zu gleichwertigen wirtschaftlichen Ergebnissen und daher zu einer direkt vergleichbaren Marktöffnung sowie einem direkt vergleichbaren Zugang zu den Elektrizitätsmärkten führen.

In der Praxis hat diese Netzzugangsalternative in Deutschland nie die Bedeutung erlangt, die ihr zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EnWiNÄG beigemessen wurde.

Anträge auf Bewilligung im Sinne von § 7 Abs. 1 EnWG wurden von der überwiegenden Anzahl der EltVU nicht gestellt. Andere EltVU beantragten zunächst Bewilligungen nach § 7 Abs. 1 EnWG, zogen diese Anträge aber vor der Erteilung der Bewilligung wieder zurück. Bewilligungen wurden teilweise von den Behörden unter der auflösenden Bedingung erteilt, dass Tarife nach § 7 Abs. 3 EnWG alsbald zur Genehmigung vorgelegt werden. Die entsprechenden Anträge wurden vielfach von den EltVU nicht gestellt, sodass die vorläufigen Bewilligungen wieder außer Kraft traten.

Von den Ländern wurden insgesamt etwa 100 Bewilligungen im Sinne des § 7 Abs. 1 EnWG erteilt. Bezogen auf die Gesamtheit aller deutschen netzbetreibenden EltVU sind dies gut 10 % der Unternehmen. Der regionale Schwerpunkt der § 7 EnWG-Bewilligungen lag im Westen des Landes in Rheinland-Pfalz (insgesamt 57 Bewilligungen) und Nordrhein-Westfalen (insgesamt 24 Bewilligungen). In den anderen Ländern wurde keine Bewilligung nach § 7 EnWG erteilt.

Eine größere Anzahl der EltVU, die anfangs die Netzzugangsalternative des § 7 EnWG gewählt hatten und eine entsprechende Bewilligung erhielten, ist zwischenzeitlich zum System des verhandelten Netzzugangs übergegangen, da die Netzzugangsalternative aus ihrer Sicht nicht die erhofften Vorteile bot. Im Rahmen seiner Erhebung von Netznutzungsentgelten hat der VDN im Sommer 2003 insgesamt 46 Netzbetreiber identifiziert, die noch die Netzzugangsalternative praktizieren.

Die EU-Stromrichtlinie sieht keine Fortführung des Alleinabnehmersystems vor. Die Vorschriften des § 7 EnWG müssen deshalb im Rahmen der anstehenden Novellierung des EnWG aufgehoben werden.

h) Zusammenfassende Bewertung

Die Verbändevereinbarungen in der Stromwirtschaft und die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht haben relativ zügig zur Entwicklung eines von den Marktteilnehmern und den Wettbewerbsbehörden akzeptierten Modells für den Zugang zum Markt geführt. Diese Marktöffnung hat in den ersten Jahren zu einem deutlichen Rückgang der Strompreise für Industrie- und Haushaltskunden beigetragen. Unterstützt wurde die Entwicklung durch die zum Zeitpunkt der Marktöffnung 1998 bestehenden reichlichen Kapazitätsreserven im Kraftwerksbereich.

Die Preisrückgänge sind ab dem Jahr 2001 zum Stillstand gekommen bzw. es ist zu einem Wiederanstieg der Strompreise gekommen. Dies ist auch auf staatlich veranlasste Belastungen zurückzuführen. Zugleich sind allerdings auch die Großhandelspreise gestiegen. Im Industriekundenbereich liegen die Preise aber immer noch unter den Preisen vor der Marktöffnung. Im Haushaltskundenbereich sind die Preissenkungen inzwischen im Wesentlichen durch die staatlich veranlassten Belastungen wieder aufgezehrt worden. Unter Herausrechnung der staatlichen Belastungen würden die Endverbraucherpreise für Haushaltskunden jedoch immer noch deutlich unter dem Niveau vor der Marktöffnung liegen.

In der Entwicklung der genehmigten Tarife für Haushaltskunden hat sich der wettbewerbliche Impuls der Marktöffnung allerdings kaum in entsprechenden Preissenkungen niedergeschlagen. Das deutet darauf hin, dass durch staatliche Preiskontrollen zwar tendenziell Preiserhöhungsspielräume begrenzt werden, die bisherige Praxis der Tarifgenehmigungen jedoch nicht die durch Wettbewerb stimulierten Preissenkungen hervorbringen konnte.

Bei der Bewertung der Preisentwicklung ist auch zu berücksichtigen, dass sich die Preise auf der Erzeugerstufe in der Anfangsphase der Marktöffnung nach Aussagen von Kraftwerksbetreibern zum Teil nur noch an den kurzfristigen Grenzkosten orientierten und die langfristigen Kosten nicht mehr deckten. Ein solcher Zustand ist auf Dauer nicht haltbar, weil dann notwendige langfristige Investitionen in Kraftwerkskapazitäten unterblieben. Das Thema Versorgungssicherheit hat gerade vor dem Hintergrund der nationalen und der europäischen Erfahrungen während der hitzebedingten Stromknappheit im Sommer 2003 verstärkt an

[36] Siehe oben Abschnitt II.1.b)(1).

Aktualität gewonnen. Unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten ist eine an den Notwendigkeiten des Erhalts und Ausbaus der Infrastruktur von Netzen und Kraftwerken in Deutschland mit ausgerichtete Entgeltbestimmung unerlässlich, um die Sicherheit der Stromversorgung für den Wirtschafts- und Wettbewerbsstandort Deutschland zu erhalten.

Der Anstieg der Konzentration auf der Erzeugerstufe sowie die voranschreitenden Vertikalbeteiligungen führender Anbieter haben seit der Marktöffnung die strukturellen Bedingungen für den Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft verändert.

Wie angemessene Netznutzungsentgelte nach einem breit akzeptierten Verfahren bestimmt werden können, ist bisher nicht zufriedenstellend beantwortet. Die Preisfindungsprinzipien der VV II plus lassen insoweit eine Reihe wichtiger Fragen unbeantwortet, zum Beispiel ob und in welchem Rhythmus die kalkulatorische Verzinsung an die Kapitalmarktentwicklung angepasst werden muss oder wie die Berechnung der Tagesneuwerte für Anlagegüter transparent und nachvollziehbar vorgenommen werden kann. Eine Kontrolle der von der VV Strom II plus geforderten rechnungsmäßigen Entbündelung des Netzes könnte dazu beitragen, mögliche Quersubventionierungen auszuschließen.

Vor allem ist das Vergleichsverfahren der VV Strom II plus aufgrund der beschriebenen methodischen Schwächen bisher nicht geeignet, Effizienzanreize zu setzen und eine flächendeckende Orientierung der Netzbetreiber an den Kosten der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung zu gewährleisten. Ein wirksames Benchmarkingverfahren der Netznutzungsentgelte setzt Transparenz und Informationsrechte gegenüber allen Netzbetreibern voraus.

Das Ziel einer elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung kann allerdings nur dann sinnvoll definiert werden, wenn die Netzqualität, und das heißt, das Niveau der vom Netz zu gewährleistenden Versorgungssicherheit, konkretisiert und operationalisierbar gemacht wird.

Die bestehende kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht ist bei der Kontrolle von Netznutzungsentgelten an Grenzen gestoßen. Unter anderem spielen dabei die Komplexität der Sachverhalte und der anzuwendenden Methoden, die Dauer der Verfahren und der Umstand, dass die Anordnung des Sofortvollzugs von den Gerichten bisher nicht mitgetragen wurde, eine wichtige Rolle.

Neben den Netznutzungsentgelten haben sich eine Reihe weiterer Faktoren als Hemmnisse für den Marktzutritt neuer Anbieter im Massenkundengeschäft herausgestellt. Bisher nicht standardisierte vertragliche Regelungen und uneinheitliche Abläufe beim Lieferantenwechsel erhöhen in erheblichem Maße Transaktionskosten. Die Best-Practice-Empfehlungen könnten einen wichtigen Beitrag zur Behebung dieser Probleme leisten. Ihre flächendeckende Umsetzung ist jedoch bisher vor allem an ihrer fehlenden Verbindlichkeit gescheitert.

Auch die Regelungen über den Bilanzausgleich und die Ausgestaltung der Regelenergiemärkte weisen noch Schwächen auf, deren Behebung die Funktionsfähigkeit des Strommarktes verbessern würde. Das BMWA wird hierzu im Herbst 2003 eine Expertenanhörung durchführen.

Schließlich ist die Thematik der Grenzübergangs-Kupplungsstellen zu beobachten, da die Nutzung dieser begrenzten Übertragungskapazitäten einen wichtigen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit des Importwettbewerbs hat. Insoweit kommt der Anwendung der neuen EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel eine wichtige Rolle zu.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass durch die VV Strom II plus die Grundlagen für funktionierenden Wettbewerb im Grundsatz gelegt sind. Wichtige Regelungen sind aber noch zu präzisieren und zu verbessern. Insbesondere bedarf es im Rahmen der Kalkulation der Netznutzungsentgelte geeigneter Mechanismen, die gleichermaßen zu wettbewerbsfähigen Strompreisen und zur Versorgungssicherheit beitragen.

2. Marktentwicklung im Gasbereich

a) Grunddaten der deutschen Gaswirtschaft

In Deutschland sind etwa 750 Gasversorgungsunternehmen (GVU) tätig. Das Versorgungssystem ist im Wesentlichen dreistufig aufgebaut. Im Wesentlichen bilden fünf Unternehmen die importierende Ferngasstufe, etwa 30 regionale GVU und rund 700 lokale Endverteiler sorgen für die Verteilung des Gases zu den Endkunden. Allerdings gibt es keine eindeutigen Abgrenzungskriterien für die einzelnen Stufen. So beliefern Ferngasunternehmen nicht nur regionale Weiterverteiler, sondern auch örtliche Gasversorger und Endverbraucher; größere örtliche GVU beliefern nicht ausschließlich Endverbraucher, sondern sind teilweise ebenfalls in der regionalen Weiterverteilung tätig. Auch eine Abgrenzung nach Größe der Pipeline bzw. Druckstufe gibt kein klares Abgrenzungskriterium, da z. B. GVU der Regional- und Ortsgasstufe zum Teil wie die der Ferngasstufe über große Hochdruckleitungen verfügen.

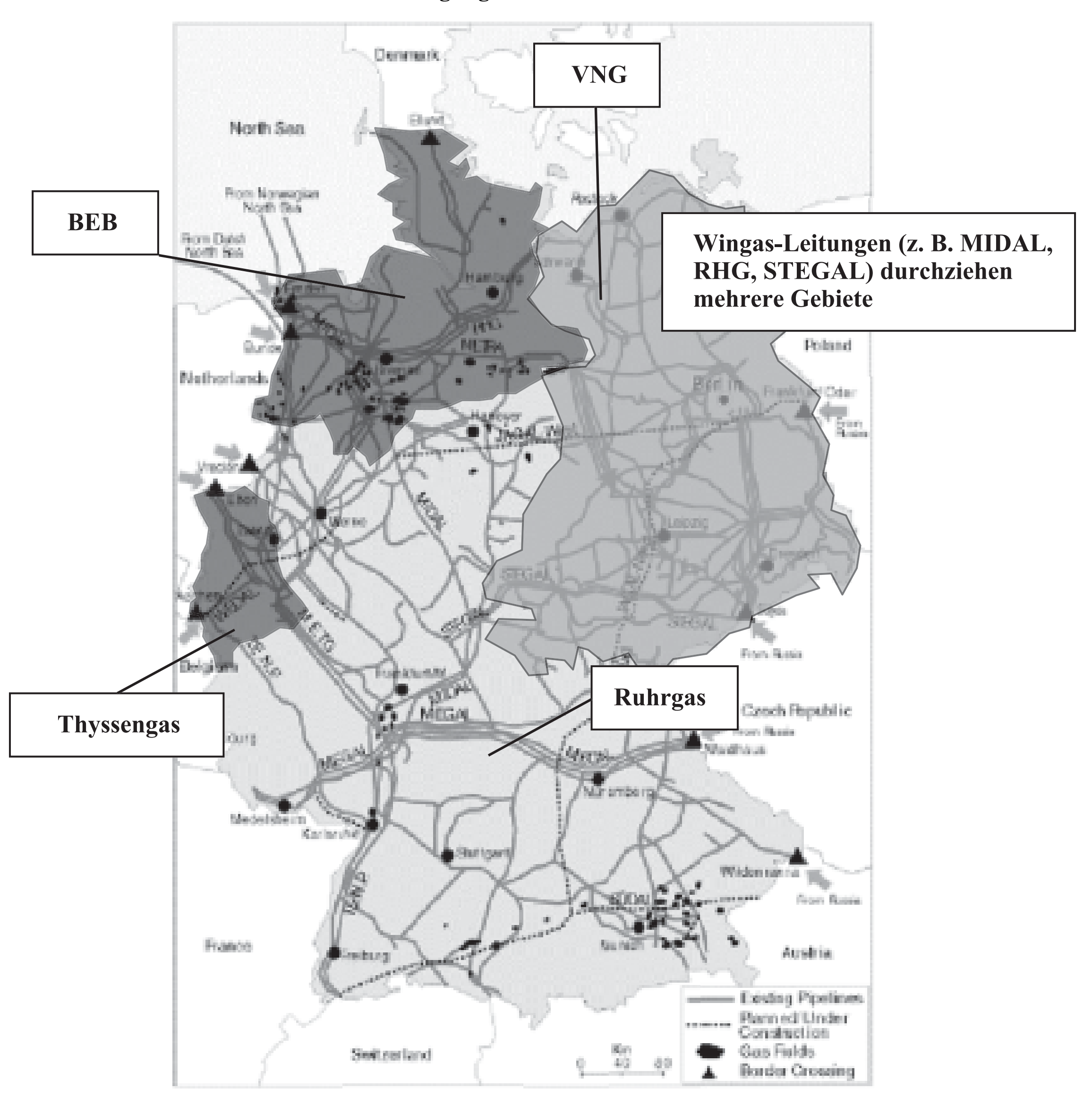
Die Gebiete, die von den Netzen der vier Ferngasgesellschaften Ruhrgas, BEB, VNG und Thyssengas durchzogen werden, sind – trotz einiger Überschneidungen vor allem zwischen Ruhrgas und Thyssengas – relativ klar entsprechend den ehemaligen Demarkationsgebieten gegeneinander abgegrenzt, wie die vereinfachte Netzkarte (Schaubild III.9) zeigt. Das Netz der Wingas, das seit Anfang der 90er Jahre im Wettbewerb insbesondere zur Ruhrgas aufgebaut wurde, verläuft dagegen zum Teil parallel zu den Netzen der vier genannten Unternehmen. Eine Reihe wichtiger Ferntransportleitungen sind Gemeinschaftsleitungen mehrerer Unternehmen.

Der inländische Erdgasverbrauch betrug in 2002 rund 83 Mrd. m^3. Davon entfielen auf Haushalts- und Kleinverbraucherkunden rund 48 %, auf Industriekunden rund 25 %, auf Kraftwerke rund 13 %, auf sonstigen und nicht energetischen Verbrauch rund 14 %. Im Haushaltsbereich wird Erdgas vorwiegend für die Raumheizung verwendet.

Der Gasbedarf wird zu rund 19 % aus inländischer Förderung gedeckt. Niedersachsen ist mit etwa 90 % die größte Förderregion. Die Importe (rund 81 % des Inlandsbedarfs) verteilten sich 2002 auf Russland (rund 31 % des Inlandsbedarfs), Norwegen (rund 25 %), Niederlande (rund 19 %) und Dänemark und Großbritannien (zusammen rund 7 %). Wichtige Grenzübergangspunkte sind Ellund für dänisches Gas, Frankfurt/Oder, Sayda und Waidhaus für russisches Gas, Eynatten für Nordseegas, Emden für norwegisches Gas sowie Bunde für niederländisches Gas.

Schaubild III.9

Gasversorgungsnetze in Deutschland



In Deutschland kommen unterschiedliche Gasqualitäten zum Einsatz, die wegen Anwenderanforderungen und Messvorschriften nur begrenzt im Transportnetz vermischt oder ausgetauscht werden können. Sie unterscheiden sich je nach Lieferquelle insbesondere im Brennwert. Man unterscheidet generell zwischen niederkalorigem „L-Gas" (low-caloric gas) aus Deutschland und den Niederlanden und hochkalorigem „H-Gas" (high-caloric gas) insbesondere aus Russland und Norwegen. Innerhalb dieser Obergruppen gibt es weitere Differenzierungen.

Die Angebotssituation im Gasbereich weist angesichts der Importabhängigkeit mit langfristigen „Take-or-Pay"-Verträgen und der nur begrenzten Möglichkeiten zur Vermischung der angebotenen Energie in den Transportnetzen wesentliche Unterschiede zur Angebotssituation im Strombereich auf. Darüber hinaus ist das Erdgasversorgungsnetz schrittweise mit der Markterschließung seit Mitte der 60er-Jahre ausgebaut worden und weist eine geringere Vermaschung als das Stromnetz auf.

b) Entwicklung der Marktstruktur: Konzentration und neue Anbieter

(1) Konzentrationsentwicklung

In der Gaswirtschaft hat insbesondere die vertikale Konzentration durch den Erwerb von Beteiligungen von überregionalen Ferngas-Unternehmen und regionalen Weiterverteilern an lokalen und regionalen Endversorgungsunternehmen in den letzten Jahren zugenommen. Das BKartA hat die Freigabe solcher Zusammenschlüsse in der Regel mit marktöffnenden Auflagen, zum Beispiel Einräumung von Sonderkündigungsrechten in Bezug auf langfristige Lieferverträge oder die Verbesserung von Bedingungen für eine Durchleitung, verbunden.

Erhebliche Veränderungen der Marktstruktur ergeben sich aus dem Anfang 2003 vollzogenen Erwerb sämtlicher Anteile der Ruhrgas durch E.ON und den mit der Ministererlaubnis für diesen Zusammenschluss verfügten Entflechtungsauflagen. Der Zusammenschluss führt einerseits zu einer Verbindung zwischen Ruhrgas, dem größten deutschen Ferngasunternehmen mit einem Marktanteil auf der Ferngasstufe von rund 58 %[37], und den E.ON-Unternehmen der Regional- und Weiterverteilerstufe. Zugleich werden aber die Strukturen der Ferngasstufe grundlegend entflochten und damit die Voraussetzungen für mehr Wettbewerb geschaffen. Die Frist für die Erfüllung der Entflechtungsauflagen ist bis Mitte Februar 2004 verlängert worden. Zudem ist die Ruhrgas zur Erhöhung der Liquidität am Gasmarkt verpflichtet worden, über einen Zeitraum von acht Jahren insgesamt 200 Mrd. kWh[38] Erdgas zu versteigern (Gas-Release-Programm).

(2) Neue Anbieter

Das Auftreten neuer Anbieter hatte bisher nur einen sehr geringen Einfluss auf die Marktstruktur. Ab 2000 traten zunächst eine Reihe neuer Anbieter in den Markt ein, insbesondere US-amerikanische Unternehmen, die bereits Erfahrungen im liberalisierten deutschen Strommarkt gesammelt hatten. Doch bereits im Jahre 2002 hat sich das letzte Unternehmen dieser Gruppe wieder vom deutschen Gasmarkt zurückgezogen. Die Gründe dafür könnten auch in wirtschaftlichen Problemen der Mutterfirmen in den USA liegen.

Europäische Energiekonzerne haben, ebenso wie das deutsch/niederländische Gemeinschaftsunternehmen Trianel und der mittelständische Anbieter Natgas bisher nur vereinzelt Kunden in Deutschland gewinnen können. Gründe können in dem praktizierten Netzzugangssystem, aber auch in den Besonderheiten des Zugangs zu den Beschaffungsmärkten gesehen werden. Wesentliche Voraussetzung für Wettbewerbsangebote ist ein hinreichender vertraglich vereinbarter Zugang des jeweiligen Gasanbieters zu geeigneten Gasquellen, d. h. im Wesentlichen zu Importen.

Es ist zu vereinzelten Verfahren des BKartA gekommen, die allerdings nicht mit förmlichen Verfügungen abgeschlossen wurden.

(3) Zur Rolle von Gas-Handelsplätzen (Hubs)

Eine Möglichkeit, Gas-zu-Gas-Wettbewerb zu fördern, wäre die Entwicklung funktionsfähiger Gas-Handelsplätze (so genannte Hubs). Die Region Emden/Bunde/Oude an der deutsch-niederländischen Grenze hat ein großes Potenzial für die Entwicklung eines solchen Handelsplatzes. Dort treffen viele Leitungen unterschiedlicher Netzbetreiber, wie zum Beispiel Ruhrgas, BEB, Wingas und Gasunie, aufeinander. Die Region bildet einen Kreuzungspunkt großer Gasströme aus den Pipelines der norwegischen Gasfelder, aus der Nordsee, aus den Niederlanden und aus Deutschland. Auch sind Untertagespeicher in der Region vorhanden. Damit sind wichtige physische Voraussetzungen für einen Hub erfüllt.

Neben den infrastrukturellen Voraussetzungen müssen weitere Bedingungen für die Entwicklung eines funktionsfähigen Hubs erfüllt sein. Dazu zählen ein leichtes Handling des Transportes innerhalb des Hubs sowie in den Hub bzw. aus dem Hub in die angrenzenden Systeme ebenso wie ein unabhängiger Hub-Operator und standardisierte Prozeduren. Auch muss das Handelsvolumen hinreichend groß sein, damit die Preisbildung als verlässlich angesehen werden kann. In der Region Emden/Bund/Oude wurde mit dem Aufbau von zwei Hubs begonnen: dem EuroHub auf der niederländischen Seite (100 % Eigner: Gastransport Services (GTS)) und dem NWE Hub (Eigner: Ruhrgas, BEB, Statoil und Wingas zu gleichen Teilen) auf der deutschen Seite. Bei beiden Hubs sind bisher erst wenige Marktteilnehmer eingeschrieben und die Liquidität ist gering. Sie ist weiter gesunken, nachdem zu Beginn diesen Jahres in den Niederlanden mit dem TTF-System[39] das niederländische Transportnetz als ein virtueller Handelsplatz installiert wurde, der zunehmend genutzt wird. Das TTF-Beispiel zeigt den engen Zusammenhang zwischen einem funktionsfähigen Netzzugangsmodell und der Entwicklung von Hubs.

c) Preise

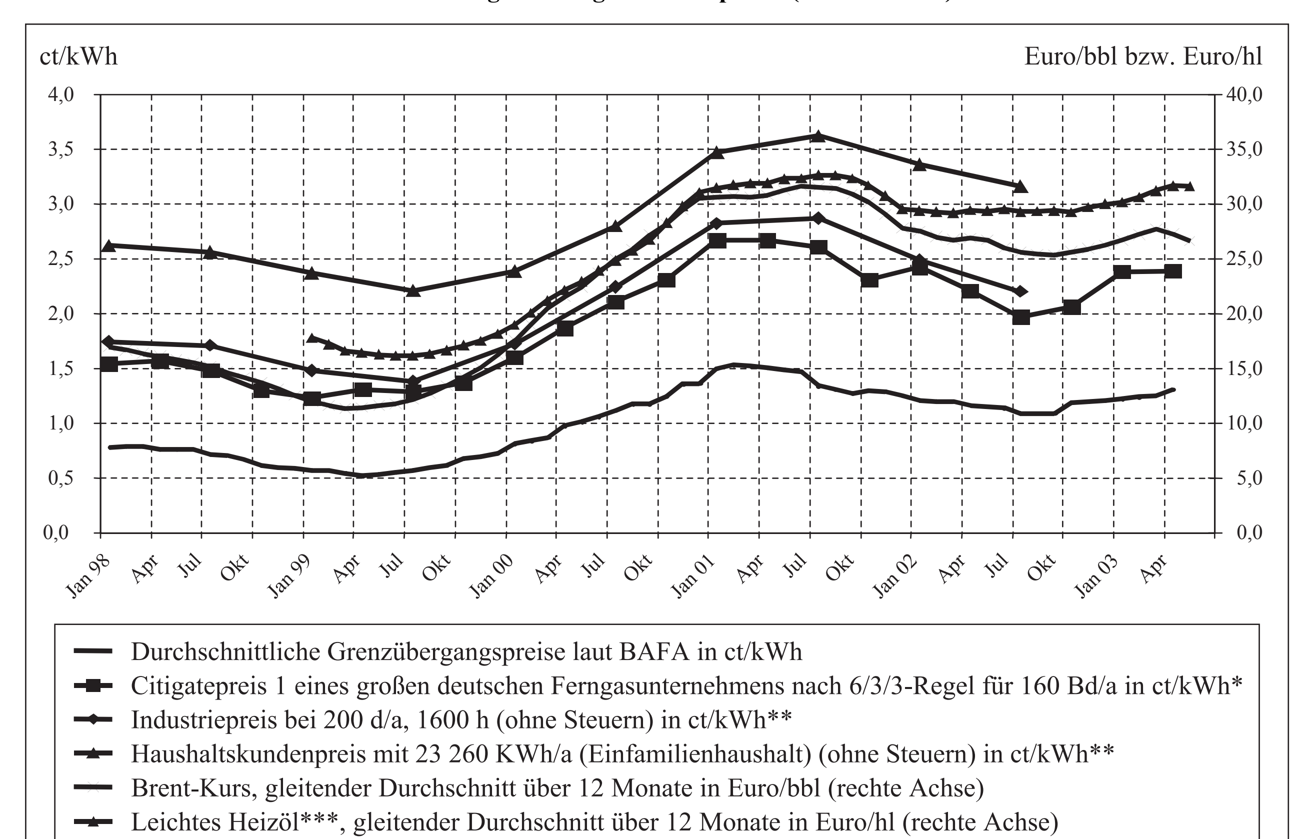
Der Abstand der Haushalts- und Industriekundenpreise (nach der halbjährlich erhobenen Eurostat-Statistik) zu den durchschnittlichen Importpreisen (nach der Statistik des BAFA) ist im Prinzip seit 1998 unverändert geblieben. Die Verwendung der Eurostat-Statistik für die Darstellung der Preisentwicklung bei Haushaltskunden stellt hier – anders als bei den Strompreisen – kein methodisches Problem dar, da es bisher keine Wettbewerbsangebote für Haushaltskunden gibt. Bei Industriekunden erfasst die Statistik allerdings nur die gemeldeten Vertragspreise der GVU (einschließlich vertraglich standardmäßig gewährter Rabatte), nicht jedoch individuell eingeräumte Preisnachlässe, denen nach Informationen aus dem Markt in Deutschland eine erhebliche Rolle zukommt. Insbesondere sei in den Regionen, die schon jetzt im Wege von Durchleitung tatsächlich erreichbar sind, der Verhandlungsspielraum von größeren Abnehmern gestiegen. Dies habe in Einzelfällen zu weiteren Preisnachlässen geführt. Dasselbe gilt für die „City-Gate“-Preise, d. h. die Preise bei Abgabe der Ferngasstufe an Weiterverteiler (Stadtwerke).

Schaubild III.10 zeigt auch, dass die Preisentwicklung insgesamt mit einer gewissen Zeitverzögerung der Entwicklung der Heizölpreise und damit mittelbar den Erdölpreisen folgt. Erdgas ist im Wärmebereich durch Heizöl und teilweise auch andere Energieträger – wenn auch in unterschiedlichen Fristen – grundsätzlich substituierbar. Außerdem verfügen industrielle Großabnehmer zum Teil über bivalente Anlagen, die kurzfristig auf andere Brennstoffe umstellbar sind.

[37] Bundeskartellamt, E.ON/Gelsenberg, Beschluss vom 17. Januar 2002, S. 22.
[38] Zu den Einzelheiten der Auflagen siehe BMWi, E.ON/Ruhrgas, Beschluss vom 18. September 2002.
[39] Title Transfer Facility.

Schaubild III.10

Entwicklung der Erdgas- und Ölpreise (1998 bis 2003)



* Eigene Berechnung.
** Eurostat: Industriekundenbereich I3-1 bzw. Haushaltskundenbereich D3.
*** Bei Lieferung in Tankkraftwagen an Verbraucher, 40 bis 50 hl pro Auftrag, frei Verbraucher.

Die Gaswirtschaft hat dem Substitutionswettbewerb Rechnung getragen, indem die Erdgaspreise auf den meisten Stufen durch Indexierungen an die Preise alternativ einsetzbarer Primärenergieträger gebunden sind. Dabei handelt es sich vor allem um leichtes und/oder schweres Heizöl, aber zum Teil auch Kohle. Bei Haushaltskunden und anderen Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen wird der Erdgaspreis nicht unmittelbar durch Preisgleitklauseln bestimmt, sondern von den GVU einseitig vertraglich fixiert. Auch hier schlagen sich in aller Regel die klauselgebundenen Gasbezugspreise der Endverteiler – zeitlich verzögert – in den Endkundenpreisen nieder.

Die Ölpreisbindung zielt darauf, dass Gas immer wettbewerbsfähig zu den Substitutionsenergien angeboten werden kann (so genannter „anlegbarer Preis“).

Dieselbe Überlegung hat zur Aufnahme entsprechender Preisgleitklauseln in die langfristigen Importverträge geführt. Auch in den Grenzübergangspreisen schlägt sich deshalb die Ölpreisentwicklung nieder. Damit übernimmt der Lieferant das langfristige Preisrisiko. Im Gegenzug sorgen die in den Langfrist-Verträgen vereinbarten „Take-or-Pay“-Verpflichtungen dafür, dass der Kunde (Importgesellschaft) einen Teil des Abnahmerisikos übernimmt, aber dennoch hinreichend Flexibilität behält. Die „Take-or-Pay“-Verpflichtung besagt im Kern, dass der Abnehmer nicht 100 % der bestellten Jahresmenge abnehmen muss, sondern nur eine geringere Menge (in der Regel 80 %). Diese Mindestmenge muss er auch dann bezahlen, wenn die Mindestmengen unterschritten wird. Langfristige Gaslieferverträge dienen der Investitionssicherheit der Produzenten und der Finanzierung der Erschließungs- und Infrastrukturkosten.

d) Erfahrungen mit dem Netzzugang in der Praxis

Eine Umfrage des BMWA bei den fünf Importgesellschaften der überregionalen Ferngasstufe (BEB, Ruhrgas, Thyssengas, VNG, WINGAS) ergab, dass die Zahl der auf Grundlage der VV Gas I und der VV Erdgas II abgeschlossenen Durchleitungsfälle in letzter Zeit deutlich zugenommen hat, aber nach wie vor auf recht niedrigem Niveau liegt.

Tabelle III.5

Neu abgeschlossene Transportverträge* bei den fünf importierenden Ferngasgesellschaften 2000 bis 2003

a) Nach Art des Transports

	04.07.2000 – 30.09.2000	01.10.2000 – 30.09.2001	01.10.2001 – 30.09.2002	01.10.2002 – 30.04.2003
Anzahl gesamt	**9**	**60**	**102**	**117**
Davon feste Transporte	9	51	68	71
Davon unterbrechbare Transporte	0	9	34	46

b) Nach Laufzeit

	04.07.2000 – 30.09.2000	01.10.2000 – 30.09.2001	01.10.2001 – 30.09.2002	01.10.2002 – 30.04.2003
Anzahl gesamt	**9**	**60**	**102**	**117**
Davon Laufzeit < 1 Jahr	1	31	42	93
Davon Laufzeit 1 Jahr	6	25	55	18
Davon Laufzeit > 1 Jahr	2	4	5	6

* Vertragsverlängerungen waren als Neuabschlüsse zu zählen.

Für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2002/2003 zeichnet sich eine Fortsetzung des Anstiegs ab, da in den ersten sechs Monaten bereits mehr Durchleitungsverträge als im gesamten vorigen Gaswirtschaftsjahr zustande gekommen sind. Der Anstieg ist fast ausschließlich auf unterjährige Transporte zurückzuführen. In den vergangenen Monaten haben nach Marktberichten die Unterschiede zwischen den Gaspreisen langfristiger Verträge und den Spotpreisen für Gas an einigen Handelsplätzen erhebliche Arbitragemöglichkeiten geboten, die auch von den etablierten Unternehmen genutzt worden sind.

Aus der Zahl der einjährigen und längerfristigen Transportverträge lässt sich nicht unmittelbar auf die Zahl der Belieferungsfälle (Lieferantenwechsel) schließen, da vielfach die Netze mehrerer Transportgesellschaften genutzt werden müssen, um einen Kunden zu erreichen. Bei den unterbrechbaren Verträgen ist unbekannt, in welchem Umfang die Unterbrechbarkeit vom Kunden gewünscht oder lediglich akzeptiert wurde, weil feste Kapazitäten nicht angeboten wurden.

Nach EFET Deutschland gab es im Jahr 2002 etwa 30 mit der Netznutzung verbundene veränderte Lieferverhältnisse, an denen ihre Mitglieder beteiligt waren. EFET erwartet für 2003 einen Zuwachs um 10 bis 20. Diese Größenordnung würde in etwa mit den Zahlen der BMWA-Befragung über die ein- und mehrjährigen Transporte vereinbar sein. In jedem Fall ergibt sich, dass ein Wechsel des Gasanbieters bisher nur in Einzelfällen stattfindet. Eine Belieferung von Haushaltskunden und Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen wird bisher überhaupt noch nicht im Wettbewerb angeboten. Das liegt unter anderem an der fehlenden Implementierung der Lastprofile und den fehlenden Abwicklungsregelungen für Massengeschäfte (Datenaustausch etc.).

Einige Netzbetreiber haben zwar ihr Netzzugangssystem als Reaktion auf Verfahren der Kartellbehörden in einigen Punkten über die VV Gas II hinaus verbessert. So hat Thyssengas zur Vermeidung einer Missbrauchsverfügung im „Marathon-Verfahren“[40] der EU-Kommission einen erweiterten Bilanzausgleich (25 statt 15 %) mit der Möglichkeit des Naturalausgleichs im jeweils folgenden Monat sowie die Möglichkeit eines Sekundärhandels mit gebuchten Kapazitäten angeboten. E.ON/Ruhrgas hat im Zuge des Ministererlaubnisverfahrens Netzzugangsmodalitäten entsprechend angepasst. Im August 2003 hat BEB sich gegenüber der EU-Kommission verpflichtet, eine Reihe von Maßnahmen zur Verbesserung der Transparenz und ab 1. Juli 2004 ein neues Netzzugangsmodell auf der Grundlage eines „Entry-Exit-Systems“[41] einzuführen.

Insgesamt kritisieren aber die Verbände der Gaskunden und des Gashandels zahlreiche Regelungen der VV Erdgas II bzw. deren praktische Umsetzung und machen diese für die bisher geringen Wettbewerbsaktivitäten im Gasmarkt verantwortlich. Insbesondere machen sie geltend:

– Das Kontraktpfadmodell führe über die entfernungsabhängigen Entgelte, die nicht die tatsächlichen Gasflüsse widerspiegelten, zu diskriminierenden Netzzugangsbedingungen und zur Marktzersplitterung. Die Notwendig-

---

40 Das Verfahren, das die EU-Kommission seit 1995 gegen mehrere große europäische GVU wegen der Verweigerung der Durchleitung in den Jahren 1989 und 1995 führt, ist durch eine – inzwischen zurückgezogene – Beschwerde des US-amerikanischen Unternehmens Marathon ausgelöst worden.

41 Es werden nicht mehr Leitungspfade, sondern Ein- und Ausspeisepunkte – unabhängig voneinander – gebucht und tarifiert.

keit von Einzelverträgen und deren fehlende Standardisierung führe zu hohen Transaktionskosten.

– Fehlende Transparenz über Nutzung und Auslastung der Netz- und Speicherkapazitäten (z. B. keine detaillierte Netzkarten mit Angaben über Kopplungsstellen, gebuchte und tatsächlich genutzte Kapazitäten, Gasflussrichtungen u. Ä.) sowie intransparente Vergabeverfahren für Kapazitäten.

– Jedes Einzelgeschäft werde separat bilanziert, eine Zusammenfassung zu Bilanzkreisen ist nicht möglich. Die Regelungen des Bilanzausgleichs bei den einzelnen Netzbetreibern und zwischen den drei Transportstufen seien nicht einheitlich; dies führe dazu, dass der Netzkunde die notwendigen Abstimmungen herbeiführen müsse. Darüber hinaus seien die Preise für Mehr- und Mindermengenausgleich sehr hoch.

Für die Entgeltfindung auf der Ferngasstufe sieht die VV Erdgas II eine Orientierung an „nationalen und internationalen Benchmarks“ vor, ohne dies zu konkretisieren. Verbände der Netznutzer kritisieren, dass die VV Erdgas II keine Überprüfung der Entgelte im Hinblick auf ihre Kostenorientierung vorsehe. Bei einem internationalen Vergleich liegen die entfernungsabhängigen Entgelte auf der Ferngasstufe bis zu einer Transportentfernung von 300 km tendenziell im Rahmen der von anderen europäischen Ferngasunternehmen geforderten Entgelte. Bei längeren Transportentfernungen führt die entfernungsabhängige Tarifierung allerdings zu höheren Netznutzungsentgelten[422].

Beschwerden über die Höhe der Netznutzungsentgelte werden vor allem gegen die regionale und lokale Verteilerebene vorgebracht. Im Hinblick auf die Kalkulation der Netznutzungstarife auf der Endverteilerstufe ist festzuhalten, dass nach der VV Erdgas II eine individuelle Kalkulation der einzelnen Unternehmen nicht zwingend erforderlich ist. Veröffentlicht werden so genannte Anhaltswerte auf der Basis eines Durchschnitts der Kalkulationen ausgewählter GVU. Auf der Basis dieser Anhaltswerte veröffentlichen die einzelnen GVU ihre individuellen Netztarife. Damit fehlt für die Gaswirtschaft bisher die Grundlage für ein „Vergleichsmarkt“- oder Benchmarking-Verfahren, da die jeweils unternehmensindividuellen Kosten nicht die Grundlage für die Entgeltberechnung bilden. Auch Effizienzgesichtspunkte sind nicht berücksichtigt, da die Auswahl der Unternehmen für die Durchschnittsberechnung unabhängig von Effizienzüberlegungen erfolgt.

e) Zusammenfassende Bewertung

Wettbewerb in der Gaswirtschaft hat sich bisher nur im Bereich größerer Abnehmer, aber auch dort nicht in hinreichender Breite entwickelt. Wesentliche Gründe dafür dürften sowohl in der im Vergleich zum Strommarkt unterschiedlichen Angebotssituation als auch im Fehlen eines funktionsfähigen Netzzugangsmodell für den deutschen Gasmarkt liegen. Die Verbändeverhandlungen haben zwar die wesentlichen regelungsbedürftigen Fragen des Netzzugangs identifiziert, die dazu vereinbarten Regelungen haben sich aber insgesamt für einen diskriminierungsfreien Netzzugang als nicht ausreichend erwiesen.

Das der VV Erdgas II zugrunde liegende Kontraktpfadmodell führt zu einer Zersplitterung der Märkte für den Energie(groß)handel, die Kapazitätsrechte, den Speicherzugang und Netzhilfsdienstleistungen.

– Das Kontraktpfadmodell erzeugt für den Energie(groß)handel zwischen den verschiedenen Ein- und Ausspeisestellen wirtschaftliche Barrieren in Form von entfernungsabhängigen Entgelten, die letztendlich zu einer Trennung des Großhandelsmarktes in eine Vielzahl von Ein- und Ausspeisestellen führen. Damit wird unterstellt, dass jedem Handelsgeschäft ein konkreter physischer Transport zugeordnet werden kann; tatsächlich durchmischen sich aber sowohl in zeitlicher als auch in örtlicher Hinsicht verschiedene Einspeisungen und Entnahmen.

– Für einen liquiden Gasmarkt ist es unabdingbar, dass neben der primären Vergabe von Kapazität durch den Netzbetreiber an Netzkunden ein liquider Sekundärmarkt existiert, bei dem Kapazitätsrechte zwischen verschiedenen Netznutzern gehandelt werden. Die mit dem Kontraktpfadmodell untrennbar verbundene Aufteilung des Kapazitätsmarktes in eine Vielzahl von Einzelstrecken verhindert nachhaltig die Entwicklung einer ausreichenden Liquidität im Kapazitätsmarkt.

– Die mit dem Kontraktpfadmodell verbundene Zersplitterung des Energie(groß)handelsmarktes und Kapazitätsmarktes führt unmittelbar auch zu einer entsprechenden Zersplitterung des Speichermarktes. Der Speicherwettbewerb in Deutschland wird hierdurch behindert.

– Im Kontraktpfadmodell existiert schon im Ansatz kein einheitlicher Marktplatz für Hilfsdienstleistungen wie die Bereitstellung von Flexibilität für den Bilanzausgleich sowie das Qualitätsmanagement. Darüber hinaus müssen die Händler beim Kontraktpfadmodell für jedes Einzelgeschäft die Energiebilanz zwischen Ein- und Ausspeisung separat erstellen und mit dem Netzbetreiber abrechnen. Unvermeidbare Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung infolge von unplanbaren Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Abnahme bzw. Einspeisung schlagen daher in weitaus größerem Maße zu Buche, als wenn eine Vielzahl von Einzelgeschäften in einem Netzgebiet miteinander saldiert werden können und hierdurch ein Ausgleich der Fehler der verschiedenen einzelnen Geschäfte erfolgt.

Darüber hinaus führt das Kontraktpfadmodell zu einem sehr hohen Abwicklungsaufwand, da jedes einzelne Geschäft separat abzuwickeln ist. Im Strombereich hat man hier konsequenterweise beim Übergang von VV Strom I auf VV Strom II eine Trennung von Energiehandel und Netzzugang vorgenommen, die letztendlich eine zwingende Voraussetzung für die notwendige Vereinfachung und Standardisierung bildet. Ein Massengeschäft wird durch den mit dem Kontraktpfadmodell verbundenen Abwicklungsaufwand unmöglich gemacht. Die für einen Börsenhandel und auch den normalen bilateralen Markt wichtigen Kurzfristgeschäfte finden wegen des Abwicklungsaufwandes und der unvermeidbaren Vorlaufzeiten im Rahmen von Netzzugangsanfragen nicht statt.

---

[42] Zum Beispiel Prognos AG: Europäischer Vergleich der Netzzugangsentgelte auf Ferngasstufe, Berlin, Juli 2003; Studie wurde im Auftrag von zehn deutschen Ferngasunternehmen erstellt.

Bei der derzeitigen Praxis des Kontraktpfadmodells wird ein großer Teil der Verantwortung für die Herstellung der Interoperabilität von Netzen auf die Netznutzer verlagert Deutlich wird das insbesondere dann, wenn für eine Belieferung die Nutzung der Netze verschiedener Netzbetreiber oder mit unterschiedlicher Gasqualität erforderlich ist. Die Machbarkeit der Netznutzung ist separat mit jedem betroffenen Netzbetreiber für jeden Einzelfall zu klären. Eine einheitliche Abwicklung ist nicht gegeben.

Die Abwicklung wird im derzeitigen System für den Netzkunden zusätzlich dadurch erschwert, dass die notwendigen Informationen häufig nur unvollständig und in intransparenter Weise zur Verfügung stehen.

Die Verbändeverhandlungen sind an der Aufgabe gescheitert, eine für alle Seiten akzeptable Alternative zu dem bisher vereinbarten transaktionspfadabhängigen Punkt-zu-Punkt-Modell zu entwickeln, das den realen Bedingungen der deutschen Gaswirtschaft (mehrere Transportnetzbetreiber, Gasbezug aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Qualitäten, Einspeisungen der Importe aus allen Richtungen) Rechnung trägt.

IV. Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

1. Vorbemerkung

Die EU-Beschleunigungsrichtlinien fordern eine rechtliche Verbindlichkeit der Marktregeln, die nicht durch die Marktpartner, sondern durch den Staat herbeigeführt werden muss.

Allerdings ist klar, dass das technische Wissen in Bezug auf die Planung, den Ausbau und die Funktionsfähigkeit der Energieversorgungsnetze in Deutschland nicht in zentralen staatlichen Stellen entstanden, sondern in der Energiewirtschaft zuhause ist. Die privatwirtschaftliche Organisation der deutschen Versorgungswirtschaft hat eine im internationalen Vergleich hochwertige und zuverlässige Energieversorgung gewährleistet. Sie müssen wir auch im europäischen Binnenmarkt erhalten.

Im Zuge der Marktöffnung haben die Verbändevereinbarungen Grundsätze für die vertragliche Ausgestaltung des Netzzugangs entwickelt. Dabei haben sich die Voraussetzungen für einen nachhaltigen Wettbewerb im Strom- und im Gasmarkt unterschiedlich entwickelt.

Während im Strombereich – unterstützt durch ein aus Überkapazität gespeistes reichliches Angebot – die Festlegung wesentlicher Marktregeln durch die Marktteilnehmer ein funktions- und entwicklungsfähiges Netzzugangsmodell etabliert hat, fehlt für die Gaswirtschaft eine befriedigend funktionsfähige Regelung. Die Fragen in Bezug auf die Höhe der Netznutzungsentgelte und auf die entsprechenden Kalkulationsmethoden stellen sich für beide Bereiche in ähnlicher Weise. Für den Gasbereich erfordert die Beantwortung aber zunächst eine Entscheidung über ein wettbewerbstaugliches Netzzugangsmodell.

Bei seinen Vorschlägen für die Umsetzung der EU-Vorgaben wird sich das BMWA an folgenden Leitlinien orientieren:

– Ziel des neu zu schaffenden regulatorischen Ordnungsrahmens bleibt die nachhaltige, insbesondere preisgünstige und auch langfristig jederzeit gesicherte Energieversorgung.

– Hauptaufgabe der Regulierung ist die Sicherstellung eines effektiven und fairen, diskriminierungsfreien Netzzugangs. Daher soll eine Regulierungsbehörde als Wettbewerbsbehörde eingerichtet werden, die durch ihre Aufsicht über die Energieversorgungsnetze einen funktionierenden Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Marktstufen gewährleistet.

– Die Einrichtung einer Regulierungsbehörde bedeutet keine Abkehr von der vertragsrechtlichen und damit privatrechtlichen Organisation der leitungsgebundenen Energieversorgung. Auch künftig liegen Netzbetrieb, -instandhaltung und -ausbau in der Verantwortung der Unternehmen. Kern der Regulierung sind staatliche Vorgaben für die Vertragsinhalte im Netzbereich und die Aufsicht über deren Einhaltung.

– Die Eingriffsintensität ergibt sich aus der Konzentration auf das notwendige Maß; ein bürokratisches Übermaß ist unerwünscht.

– Der im täglichen Marktgeschehen entwickelte Sachverstand der Marktteilnehmer muss auch im regulatorischen Prozess zur Geltung kommen können. Regelungen, die von allen Marktteilnehmern gemeinsam entwickelt und akzeptiert werden, können den Regulierungsaufwand stark reduzieren. Die Partner der Verbändevereinbarungen sind aufgefordert, hieran aktiv mitzuwirken und zügig Vorschläge zu unterbreiten. Die Vorschläge müssen so rechtzeitig vorliegen, dass sie noch im Gesetzgebungsverfahren berücksichtigt werden können.

– Soweit keine befriedigend funktionsfähigen Rahmenregeln vorliegen, stehen der Gesetz- oder Verordnungsgeber bzw. die Regulierungsbehörde in der Verantwortung, sie zu entwickeln. Angesichts der technisch und wirtschaftlich komplexen Sachverhalte ist dazu ein ausgewogener Kompromiss zwischen dem berechtigten Interesse der Marktteilnehmer an Rechtssicherheit und der notwendigen Flexibilität des zu entwickelnden Regelwerkes anzustreben.

Die Aufgabe dieses Berichts besteht darin, Optionen für die anstehende Novellierung des Energiewirtschaftsrechts aufzuzeigen. Im folgenden Abschnitt 2. werden die wichtigsten Fragen der inhaltlichen Ausgestaltung erörtert. Im Abschnitt 3. werden Eckpunkte für die rechtliche Umsetzung der Binnenmarktrichtlinien vorgestellt.

Um eine fristgerechte Umsetzung der Beschleunigungsrichtlinien zu gewährleisten, wird das BMWA auf der Grundlage dieser Handlungsempfehlungen noch in diesem Jahr einen Gesetzentwurf vorlegen.

2. Empfehlungen zur Ausgestaltung der Netzzugangsregeln

a) Strom

(1) Bestandteile der bisherigen Verbändevereinbarung, die dem Ziel eines effizienten Wettbewerbs dienen, sollen auch wesentliche Elemente des künftigen Regulierungssystem werden.

Im Rahmen der Verbändevereinbarungen haben die Marktteilnehmer Regeln und Bedingungen für die Ausgestaltung der Netznutzung entwickelt, die weitgehend der europäischen Praxis bei der Ausgestaltung funktionsfähiger Strom-

märkte entsprechen. Insbesondere folgende Prinzipien und Grundsätze haben sich bewährt:

- Prinzipien der Netznutzung, zum Beispiel
  - Transaktionsunabhängigkeit (Punktmodell),
  - Zentrale Beschaffung von Systemdienstleistungen durch den Netzbetreiber;
- Grundsätze der Entgeltkalkulation,
  - insbesondere transaktionsunabhängige Netznutzungsentgelte,
  - Kostenwälzung,
  - substanzerhaltende Bewertung der Anlagegüter;
- Grundsätze des Bilanzausgleichs;
- Verwendung von Lastprofilen für Kleinkunden;
- Sicherstellung der Interoperabilität durch Kooperationsregeln der Übertragungsnetzbetreiber.

Diese bislang erarbeiteten und vereinbarten Prinzipien und Grundsätze sollten Bestandteil des künftigen Ordnungsrahmens werden.

(2) Der Grundsatz der rationellen Betriebsführung der VV Strom II plus muss konkretisiert und gegebenenfalls weiterentwickelt werden.

Die Verbändevereinbarung fordert die Beschränkung der anzusetzenden Kosten auf die Kosten einer rationellen Betriebsführung und stellt hierfür auf ein „Vergleichsmarktverfahren“ ab. Die bisherige Umsetzung dieser Verfahren bietet allerdings hierzu keine Gewähr. Im Vergleich dazu wird in der internationalen Praxis eine Anreizregulierung gehandhabt, die einerseits nur die Kosten der effizienten Leistungsbereitstellung abdeckt, andererseits aber überdurchschnittlich effizienten Unternehmen die Möglichkeit eröffnet, einen Mehrerlös zu erwirtschaften.

Ob eine solche Anreizregulierung auch in Deutschland eingeführt werden muss, bedarf noch vertiefter Prüfung. Dabei sind die positiven und negativen Erfahrungen im Ausland ebenso wie die bisherigen Erfahrungen der Strompreisaufsicht der Länder einzubeziehen. Ein maßgebendes Kriterium wird dabei die Abschätzung der Folgen für das Investitionsverhalten der Unternehmen sein.

Nach der EU-Beschleunigungsrichtlinie sind die Netznutzungsentgelte bzw. die Methoden zu ihrer Berechnung „so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist“. In jedem Fall bedarf es zur Umsetzung dieser Vorgaben bis zum Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens für die Regulierung der Kalkulationsmethoden einer Entscheidung folgender zentraler Punkte:

- Erarbeitung von Regeln der Kostenabgrenzung und -zuordnung (Kostenansätze, rechnungsmäßige Entflechtung) sowie Offenlegung und Überprüfung,
- Weiterentwicklung des Vergleichsverfahrens der Verbändevereinbarung zu einem belastbaren Mechanismus (Benchmarking) zur relativen Effizienzmessung und Bereitstellung der dafür erforderlichen Informationen durch die betroffenen Unternehmen,
- Bestimmung einer angemessenen Verzinsung des betriebsnotwendigen Kapitals, einschließlich einer kapitalmarktorientierten Eigenkapitalverzinsung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Netzbetreiber jederzeit Versorgungssicherheit gewährleisten müssen. Falls die hierzu laufenden gerichtlichen Verfahren rechtzeitig Ergebnisse bringen, werden diese in die Entscheidungen einbezogen.

(3) Zur Gewährleistung der für eine sichere Versorgung notwendigen Netzqualität sind Maßstäbe zu entwickeln und bei der Netzentgeltregulierung zu berücksichtigen.

Ein hohes Niveau der Netzqualität und Versorgungssicherheit ist für den Standort Deutschland unverzichtbar. Nachteilige Veränderungen sind aufgrund der Liberalisierung bisher nicht eingetreten. Dies ist auch für die Zukunft sicherzustellen. Versorgungswirtschaft und Energieverbraucher müssen deshalb zügig Maßstäbe entwickeln, anhand derer die Versorgungssicherheit und -qualität bewertet werden kann. Anzustreben ist die Festlegung eines Versorgungsstandards, der in die Prinzipien der Netzentgeltregulierung integriert wird und der den Zielen der Versorgungssicherheit und der Netzeffizienz gleichermaßen Rechnung trägt.

(4) Transparenz und Liquidität der Regelenergiemärkte sollten erhöht werden.

Die Bedingungen der Regelenergieleistungen weisen Defizite auf, deren Behebung die Funktionsfähigkeit des Strommarktes verbessern würde. Das BMWA wird hierzu im Herbst 2003 unter Einbindung aller Interessengruppen eine Expertenanhörung durchführen und auf dieser Grundlage im Gesetzgebungsverfahren Lösungsvorschläge unterbreiten.

(5) Wichtige Bestandteile der bisherigen Verbändevereinbarung müssen vor einer Übernahme in den Ordnungsrahmen weiter entwickelt werden.

Anpassungsbedarf besteht vor allem in folgenden Punkten:

- kurzfristige Fahrplanänderungen (Intraday-Handel),
- Transparente und marktorientierte Beschaffung von Energie zum Ausgleich von Netzverlusten,
- Flächendeckende Anwendung und marktkonforme Abrechnung geeigneter Lastprofile,
- Standardisierung von Datenaustausch und Lieferantenwechsel (Umsetzung der Best-practice-Empfehlungen),
- Standardisierung von Verträgen zur Netznutzung.

b) Erdgas

Bis heute ist noch kein hinreichend wettbewerbstaugliches Netzzugangssystem etabliert. Nach dem Abbruch der Verhandlungen zur VV Gas III muss der Gesetzgeber deshalb die Grundelemente eines Netzzugangssystems selbst definieren und in Gesetzen bzw. Verordnungen regeln.

Im Folgenden werden Elemente eines möglichen wettbewerbstauglichen Netzzugangsmodells dargestellt, die der weiteren Ausfüllung und Präzisierung bedürfen, um die Praxistauglichkeit sicherzustellen. Hierbei sind die besonderen

Strukturen der deutschen Gasversorgung und internationale Erfahrungen zu berücksichtigen.

Das hier dargestellte Regelzonenmodell wird bis zum Einbringen der Novelle zum Energiewirtschaftsrecht auf Praxis- und Wettbewerbstauglichkeit überprüft. Die Überprüfung erstreckt sich auch auf eigentumsrechtliche Fragen. Grundsätzlich werden auch andere Netzzugangsmodelle auf der Grundlage von Entry-Exit-Überlegungen nicht ausgeschlossen.

Vor dem Hintergrund der bisherigen Erörterungen ergäben sich bei der Realisierung eines geeigneten Modells folgende Aspekte:

(1) Das Kontraktpfadmodell der VV Gas II sollte nicht in den zukünftigen Ordnungsrahmen übernommen werden, weil es zu hohen Transaktionskosten, zur Marktzersplitterung und nicht zu wirksamem Wettbewerb geführt hat.

Der Netzzugang der VV Gas II zum Transportnetz beruht auf dem Prinzip des so genannten Kontraktpfadmodells. Für jeden Fall der Netznutzung muss der Kunde den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkt und damit in der Praxis den kompletten Leitungsweg konkret angeben und vertraglich mit allen betroffenen Netzbetreibern organisieren. Diesem Modell liegt die Vorstellung zugrunde, dass für jedes Einzelgeschäft ein konkreter physischer Transport in jedem einzelnen Netz von der Einspeise- zur Ausspeisestelle zugeordnet wird. Das Modell führt[43] zu einer Zersplitterung der Märkte der Kapazitäten und der sonstigen netzbezogenen Dienstleistungen. Tatsächlich durchmischen sich sowohl in zeitlicher als auch örtlicher Hinsicht verschiedene Einspeisungen und Entnahmen in vielfältiger Weise, sodass nur im Ausnahmefall einem einzelnen Handelsgeschäft ein eindeutig definierter physischer Transport zuzuordnen ist. Insoweit bildet das Modell auch die physischen Gegebenheiten insgesamt gesehen nicht ab.

(2) Wirksamer Wettbewerb würde insbesondere durch netzübergreifende gaswirtschaftliche Regelzonen ermöglicht.

Wirksamer Wettbewerb findet statt, wenn das Netzzugangssystem die Schaffung eines Marktplatzes für Energie und andere energiebezogene Dienstleistungen ermöglicht. Der Marktplatz muss über eine ausreichende Liquidität verfügen. Das heißt, er muss ungeachtet unterschiedlicher Eigentumsverhältnisse ein möglichst großes Gebiet erfassen, in dem die handelbaren Produkte ohne wesentliche Einschränkungen ausgetauscht werden können. Insbesondere wird innerhalb eines Marktgebietes der Austausch von Energie und Dienstleistungen nicht durch Netzrestriktionen eingeschränkt. Ein derartiges Marktgebiet wird hier als gaswirtschaftliche Regelzone bezeichnet.

Die Regelzonen werden räumlich begrenzt/definiert durch vorhandene Netzrestriktionen, d. h. Engpässe auf definierten Leitungsabschnitten oder Netzpunkten, unterschiedliche Gasqualitäten oder sonstige Einschränkungen der Interoperabilität. Netzrestriktionen liegen nur vor, wenn die bereitstellbare Kapazität dauerhaft unter dem Bedarf des Handels liegt. Innerhalb einer Regelzone bestehen keine dauerhaften netztechnischen Einschränkungen für Transportvorgänge. Insoweit wird damit die vorhandene technisch-physikalisch Situation der Gasnetze nachvollzogen.

Verschiedene europäische Länder wie Großbritannien, die Niederlande und Italien haben im Zuge der Marktöffnung in dieser Weise eine landesweit einheitliche Regelzone eingerichtet; in anderen Ländern wie Österreich und Frankreich wurden mehrere Regelzonen realisiert.

Die Regelzone fungiert als Handelsplatz (virtueller Hub). Ein Netznutzer erhält Zugang zum Handelsplatz durch den Erwerb von Einspeise- bzw. Ausspeiserechten (Ein-/Ausspeisekapazitäten). In der Regel werden vom Ein- oder Ausspeiseort abhängige Ein- und Ausspeiseentgelte verlangt (Entry-Exit-Modell).

(3) Die Bildung von Regelzonen setzt die Verpflichtung der Netzbetreiber zur Kooperation voraus.

Die Einrichtung von Regelzonen hat Rückwirkungen auf die Tätigkeit und die Pflichten der Netzbetreiber. Neben dem Betrieb des eigenen Netzes müssen die Netzbetreiber Absprachen mit benachbarten, vor- oder nachlagerten Netzen treffen. Im Interesse einer kurzfristigen Etablierung eines praxistauglichen Netzzugangssystems sind Lösungen zu bevorzugen, die von den Marktbeteiligten selbst entwickelt und freiwillig umgesetzt werden.

Erforderlich für die Funktionsfähigkeit eines gaswirtschaftlichen Regelzonenmodells sind unter anderem:

– Ein Netzbetreiber muss mindestens soviel Einspeisekapazität bereitstellen wie zur Deckung von Entnahmen von Endkunden in seinem Gebiet erforderlich ist. Soweit benachbarte oder nachlagerte Netze auf die Kapazitätsbereitstellung angewiesen sind, ist auch diese Transitkapazität durch Absprache zwischen den Netzbetreibern sicherzustellen. Derartige Absprachen sind bereits heute regelmäßig Gegenstand integrierter Lieferverträge zwischen Gasversorgungsunternehmen.
– Die Netzbetreiber sind für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität verantwortlich. Hierzu müssen sie ein Systemdispatch durchführen, dessen Gegenstand unter anderem die Sicherstellung des physischen Bilanzausgleichs im Netz und dessen Abrechnung mit den Marktteilnehmern sowie das Qualitätsmanagement ist. Die Bereitstellung der erforderlichen Vorleistungen für das Systemdispatch (Speicher und andere flexible Bezugsmöglichkeiten, abschaltbare Lasten, Misch- und Pendelzonen) ist marktwirtschaftlich zu organisieren.
– Für die Organisation der Bereitstellung und Abrechnung von Regel- und Ausgleichsenergie sowie des Qualitätsmanagements ist je Regelzone eine zentrale Koordinationsstelle einzurichten. Dies muss nicht zwingend ein Transportnetzbetreiber sein.
– Die Netzbetreiber müssen alle für die Marktteilnehmer wichtigen Informationen wie Entgeltkomponenten, verfügbare Netzkapazitäten und tatsächliche Netzauslastung zum Netzzugang öffentlich bekannt machen.
– Umfang, Formate und Prozeduren für den Austausch von Mess- und Abrechnungsdaten müssen entwickelt und standardisiert werden.

[43] Siehe Abschnitt III.2.e).

(4) Die Netzzugangsentgelte sollten aus ortsabhängigen Ein- und Ausspeisekomponenten bestehen.

Das Einspeiseentgelt wird an den Betreiber des Transportnetzes gezahlt und ermöglicht den Zugang zum Transportnetz als Handelspunkt. Das Ausspeiseentgelt soll darüber hinaus auch das Entgelt für die gesamte nachgelagerte Verteilung umfassen. Soweit für die Verteilung die Netze mehrerer Netzbetreiber benötigt werden, soll analog zum Strombereich eine Kostenüberwälzung vom vorgelagerten an die nachgelagerten Netze erfolgen.

Sofern Regelzonen mehrere benachbarte Transportnetze umfassen sollten, müssten die Ein- und Ausspeiseentgelte netzbetreiberübergreifend kalkuliert werden. In diesem Fall wäre die Entwicklung einer Regelung zum Zahlungsausgleich zwischen den betroffenen Transportnetzbetreibern erforderlich.

(5) Bei knappen Kapazitäten sollte die Kapazitätsvergabe nach diskriminierungsfreien Kriterien und transparent erfolgen.

Für die Vergabe knapper Kapazitäten sollten möglichst marktkonforme Verfahren verwendet werden. Zusatzerlöse bei der Vergabe von Kapazität an Netzengpässen sind separat zu verwalten und vorrangig für die Engpassbeseitigung zu verwenden.

Bei der Kapazitätsvergabe ist die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Missbräuchliche Kapazitätshortung muss verhindert werden. Probleme aufgrund von „Take-or-pay“-Verpflichtungen werden entsprechend den Regelungen der EU-Beschleunigungsrichtlinie behandelt.

(6) Notwendigkeit und Umfang einer Regulierung des Speicherzugangs sollte sich an der Intensität des Speicherwettbewerbs orientieren.

Befinden sich in einer Regelzone mehrere Speicher in unterschiedlichem Eigentum und mit ausreichender Kapazität, so bestehen günstige Voraussetzungen für die Entwicklung eines Speicherwettbewerbes. Auch durch hohe Austauschkapazitäten zwischen Regelzonen wird Speicherwettbewerb begünstigt.

3. Eckpunkte für die Novellierung des Ordnungsrahmens

a) Inhalte der Regulierung: Aufgaben und Instrumente

(1) Ausgestaltung der Ex-ante-Regulierung

(a) Die Gestaltungsspielräume der EU-Beschleunigungsrichtlinie sollten für eine effiziente und möglichst unbürokratische Regulierung genutzt werden.

Nach den EU-Beschleunigungsrichtlinien sind die Methoden für Netzanschluss, Netzzugang sowie Ausgleichsleistungen festzulegen oder zu genehmigen. Instrumente, die über die Methodenregulierung hinausgehen, würden zu größerer staatlicher Eingriffstiefe und geringerer Flexibilität aller Marktpartner führen. Genehmigungsverfahren für einzelne Netznutzungsentgelte würden auch unter Berücksichtigung der großen Zahl der Netzbetreiber den Aufwand für alle Beteiligten erhöhen, ohne dadurch bessere Wettbewerbsbedingungen bei Wahrung der gebotenen Versorgungssicherheit aufs Ganze gesehen zu gewährleisten.

Die Einhaltung der Methoden wird im Rahmen der Ex-post-Aufsicht sichergestellt.

(b) Im Interesse der Rechtssicherheit für alle Marktbeteiligten und zur Gewährleistung der notwendigen Flexibilität bei der Methodenregulierung sollten Vorgaben aus Gesetz und Rechtsverordnungen sowie die Genehmigung oder Festlegung von Methoden durch die Behörde einander ergänzen.

Bei der Ausgestaltung der Methodenregulierung ist die zentrale Frage, wer die wesentlichen inhaltlichen Entscheidungen treffen soll: der Gesetz- und Verordnungsgeber durch möglichst detaillierte Vorgaben in Gesetz und Rechtsverordnung oder möglichst weitgehend die Regulierungsbehörde auf der Grundlage der verfassungsrechtlich notwendigen gesetzlichen Vorgaben.

Bei der Ausgestaltung des Ordnungsrahmens empfiehlt sich ein schrittweises Vorgehen. Vorgaben in Gesetz und Rechtsverordnung sind im Grundsatz sinnvoll, soweit die Marktregeln bereits hinreichend erprobt sind und sich als zielführend erwiesen haben. Gleiches gilt, soweit es um streitige Grundsatzfragen geht, die wegen ihrer Bedeutung nicht Gegenstand langwieriger gerichtlicher Auseinandersetzungen sein sollten.

Die Regelung durch Rechtsverordnungen erscheint beispielsweise sinnvoll bei

– den Bedingungen des Netzanschlusses von Endverbrauchern in Niederspannung und Niederdruck;

– wesentlichen Bedingungen des Netzzugangs bei Strom und Gas.

Vorgaben in Gesetz und Rechtsverordnung werden aus Sachgründen nicht überall und nicht in nur einem Schritt möglich sein. Dies zeigt das Beispiel der Regeln des Netzzugangs und der Kalkulation der Netznutzungsentgelte.

Es empfiehlt sich daher, im Gesetz für alle Marktregeln im Grundsatz alternativ sowohl eine Regulierung entweder durch Rechtsverordnung oder durch eine Tätigkeit der Regulierungsbehörde zu ermöglichen. Die entsprechenden Ermächtigungen zum Erlass von Rechtsverordnungen könnten dann bereits mit Inkrafttreten des neuen Ordnungsrahmens oder auch schrittweise danach genutzt werden. Soweit sie nicht genutzt werden, verbliebe es bei der behördlichen Entscheidung.

(2) Die Umsetzung der EU-Beschleunigungsrichtlinien erfordern eine Erweiterung der bestehenden Ex-post-Missbrauchsaufsicht.

Die EU-Beschleunigungsrichtlinien sehen in Bezug auf die in Artikel 23 Abs. 1 und 2 EU-Stromrichtlinie sowie Artikel 25 Abs. 1 und 2 EU-Gasrichtlinie geregelten Aspekte zwei Verfahren vor:

– Die Regulierungsbehörde kann nach den Beschleunigungsrichtlinien Verfahren von Amts wegen einleiten.

– Zum anderen wird die Regulierungsbehörde im Rahmen eines so genannten Streitschlichtungsverfahrens auf der Grundlage einer Beschwerde tätig. Für dieses Verfahren enthalten die EU-Beschleunigungsrichtlinien neue Vorgaben, die von den bisherigen Verwaltungsverfahren der

Kartellbehörden und der Energieaufsichtsbehörden abweichen:

– Beschwerderecht nicht nur für Unternehmen, sondern für jeden Betroffenen und

– Entscheidung der Regulierungsbehörde über die Beschwerde innerhalb enger Prüffristen.

Die Regulierungsbehörde muss nach den EU-Beschleunigungsrichtlinien auch die Befugnis haben, von den Netzbetreibern Änderungen unter anderem der Methoden zu verlangen, soweit diese von der Regulierungsbehörde festzulegen oder zu genehmigen sind.

(3) Die Regulierungsbehörde soll mit Prüfungs- und Sanktionsbefugnissen die Durchsetzung der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel und der Vorschriften zur rechtlichen und organisatorischen Entflechtung sowie der Rechnungslegungsvorschriften sicherstellen.

Gemäß Artikel 9 EU-Verordnung sorgt die Regulierungsbehörde für die Einhaltung dieser Verordnung. Auch die Einhaltung der Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinien zur Entflechtung der Netzbetreiber und zur Einhaltung der Vorschriften zur Rechnungslegung ist eine Ex-post-Aufgabe. Im Zusammenhang mit der Überwachung der Entflechtungsvorschriften erhält die Regulierungsbehörde nach den EU-Vorgaben außerdem so genannte Gleichbehandlungsberichte der Netzbetreiber, die veröffentlicht werden.

b) Verfahrensfragen

(1) Widerstreitende Entscheidungen unterschiedlicher Behörden im nationalen Rechtsrahmen sollten soweit möglich vermieden werden.

Die Aufsichtsinstrumente, die nach den EU-Beschleunigungsrichtlinien zu schaffen sind, treten neben die bestehende kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Energieversorgungsnetze nach §§ 19, 20 GWB und Artikel 82 EGV. Die Frage der Konkurrenz behördlicher Tätigkeiten bedarf im neuen Ordnungsrahmen einer Lösung.

Zu berücksichtigen ist, dass der nationale Gesetzgeber zwar die Dispositionsbefugnis über die nationalen kartellrechtlichen Vorschriften, nicht aber über die Anwendung des Artikel 82 EGV hat, der unmittelbar geltendes Recht ist. Die Anwendung des Artikel 82 EGV wird, wie auch im Telekommunikationsbereich, in jedem Fall neben der Anwendung des neuen Ordnungsrahmens möglich bleiben. Artikel 82 EGV wird durch die Europäische Kommission und auf nationaler Ebene derzeit durch das BKartA angewendet.

(2) Vor dem Hintergrund der sofortigen Vollziehbarkeit von Entscheidungen der Behörde und zur Vermeidung von Rechtswegspaltungen erscheint es sinnvoll, den Rechtsweg für zivilrechtliche Klagen und für Beschwerden der Betroffenen gegen Entscheidungen der Behörde zu vereinheitlichen und für Beschwerdeverfahren den Rechtsweg zu beschleunigen.

Beschwerden gegen Verfügungen der Regulierungsbehörde, die in Verwaltungsverfahren ergehen, haben nach den Vorgaben der EU-Beschleunigungsrichtlinien keine automatische aufschiebende Wirkung; die Verfügungen sind damit sofort vollziehbar. Zugleich lassen die Beschwerden die nach dem Gemeinschaftsrecht und den einzelstaatlichen Vorschriften möglichen Rechtsbehelfe unberührt.

Vor diesem Hintergrund kommt dem Rechtsweg gegen die Entscheidungen der Regulierungsbehörde besondere Bedeutung zu. Nur durch zügige Entscheidungen der Gerichte kann rasch Rechtssicherheit – auch für die weitere Tätigkeit der Regulierungsbehörde – gewährleistet werden. Auch ist die Ausgestaltung des Rechtswegs zur Erreichung einheitlicher und verlässlicher Rahmenbedingungen für die Unternehmen wichtig.

Beschwerden gegen Verfügungen von Verwaltungsbehörden werden im Grundsatz von den Verwaltungsgerichten entschieden, soweit nicht – im GWB bei Beschwerden gegen Verfügungen der Kartellbehörden vorgesehen – eine Sonderzuweisung an die Zivilgerichte erfolgt.

Über die kartellrechtlichen Klagen der Betroffenen entscheiden in jedem Fall die Zivilgerichte, sodass eine Rechtswegspaltung nur über eine Sonderzuweisung der Entscheidung über Beschwerden an die Zivilgerichte vermeidbar ist. Diese Vereinheitlichung bei den Zivilgerichten ist sinnvoll, da die energiewirtschaftsrechtlichen Fragen, die Gegenstand der Regulierung sind, wie auch die kartellrechtlichen in der Regel vertragsrechtliche Fragen sind, für deren Entscheidung die Kompetenz bei den Zivilgerichten besteht.

Die bisherigen Erfahrungen der Zivilgerichte in den zu regulierenden Fragen würden genutzt. Gleichzeitig würde das Ziel möglichst unbürokratischer Regulierung und die Marktverantwortung der Vertragsparteien unterstrichen.

Eine Zuweisung der Zuständigkeit für Entscheidungen über Beschwerden an die Oberlandesgerichte, wie im GWB, würde eine Beschleunigung der Verfahren ermöglichen.

c) Anforderungen an die Regulierungsaufgaben wahrnehmende Stelle

(1) Die Stelle oder die Stellen, die mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde betraut werden, müssen von der Energiewirtschaft vollkommen unabhängig sowie personell und sachlich hinreichend ausgestattet sein.

Nach den EU-Beschleunigungsrichtlinien muss die Regulierungsbehörde von den Interessen der Strom- und Gaswirtschaft unabhängig sein und den Verpflichtungen nach Artikel 23 Abs. 1 bis 5 EU-Stromrichtlinie und Artikel 25 Abs. 1 bis 5 EU-Gasrichtlinie effizient und zügig nachkommen können.

(2) Zur Gewährleistung einheitlicher wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und wegen der Einbindung in den EU-Rahmen müssen die wesentlichen Aufgaben auf Bundesebene durchgeführt werden.

Die Festlegung oder Genehmigung der Marktregeln entsprechend den EU-Vorgaben sollte zur Wahrung einheitlicher Wettbewerbsbedingungen durch eine Regulierungsbehörde auf Bundesebene erfolgen.

Damit korrespondierend sollten auch die Ex-post-Verfahren, die sich mit einer Änderung der Marktregeln befassen, von der Regulierungsbehörde auf Bundesebene geführt werden.

Die Ex-post-Aufsicht über die Einhaltung der EU-Verordnung zum grenzüberschreitenden Stromhandel, die im Zusammenspiel mit Regulierungsbehörden anderer Mitgliedstaaten der EU erfolgen muss, ist ebenfalls eine typische Bundesaufgabe.

Im Bereich der weiteren Ex-post-Aufgaben ist im Grundsatz eine Aufgabenteilung zwischen Bund und Ländern denkbar. Die Verteilung könnte sich an den Kriterien orientieren, die für die Zuweisung von Aufgaben zwischen BKartA und den Landeskartellbehörden verwendet werden, oder unter Umständen auch nach Netzebenen erfolgen.

(3) Der Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post (RegTP) sollen die Regulierungsaufgaben für den Strom- und Gasbereich übertragen werden.

Nach den EU-Vorgaben muss die Regulierungsbehörde zum 1. Juli 2004 benannt werden. Es ist sachgerecht, u. a. wegen dieses engen Zeitrahmens eine bestehende Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des BMWA mit der zusätzlichen Regulierungsaufgabe für den Strom- und Gasbereich zu beauftragen, deren Infrastruktur entsprechend genutzt werden kann.

Die RegTP befasst sich mit der wettbewerbsorientierten Regulierung des ebenfalls netzgebundenen Telekommunikationsbereiches. Aus diesen Gründen schlägt das BMWA die RegTP als Regulierungsbehörde vor. Die entsprechenden personellen und organisatorischen Voraussetzungen sind bis zum 1. Juli 2004 sicherzustellen.

Anlage 1



Ministerium für Wirtschaft

[illegible]

Heinrich-Mann-Allee 107
14473 Potsdam

Bearb.: Frau Maneke
Gesch.Z.:
Telefon: (0331) 866 1693
Fax: (0331) 866 1730
Internet: http://www.brandenburg.de/
[illegible]

[illegible]

Abteilungsleiter Energie
Herrn Dr. Brandes
Bundesministerium für Wirtschaft
und Arbeit
Scharnhorststraße 34-37

10115 Berlin

nachrichtlich
Geschäftsführer der
Wirtschaftsministerkonferenz
Herrn Dr. Risse
Bundesrat / Büro
der Wirtschaftsministerkonferenz
Leipziger Straße 3 – 4

10117 Berlin

Potsdam, 14. August 2003

Sehr geehrter Herr Dr. Brandes,

hiermit übersende ich Ihnen die entsprechend dem Beschluss der WMK vom Mai 2003 abgestimmte Position der Länder zum künftigen Regulierungssystem im Elektrizitäts- und Gasbereich mit der Bitte um Berücksichtigung im Monitoring-Bericht der Bundesregierung.

Für die bisherige kollegiale Zusammenarbeit bei diesem Thema bedanke ich mich und erkläre im Namen meiner Länderkollegen die Bereitschaft, auch weiterhin konstruktiv an der Entwicklung des Regulierungssystems mitzuwirken.

Mit freundlichen Grüßen
Im Auftrag

Dr. Werner Schilling

Anlage

Position der Länder zur Regulierung im Elektrizitäts- und Gasbereich

Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998 – Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) – und der Novelle des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen vom 26. August 1998 (GWB) hat sich die Bundesrepublik Deutschland zunächst für das System des verhandelten Netzzugangs entschieden und seine Märkte jedenfalls de jure für alle Kunden geöffnet. Mit den novellierten Strom- und Gasrichtlinien wird eine ex-ante Regulierung des Netzzugangs mindestens hinsichtlich der Kalkulationsgrundsätze für die Preisbildung der Netznutzungsentgelte erforderlich.

I. Ebenen und Verfahren einer Regulierung

Die nach den neuen Binnenmarktrichtlinien Elektrizität und Gas bestehenden Entscheidungsspielräume der Mitgliedsstaaten sollten so genutzt werden, dass sie den spezifischen Versorgungsstrukturen in Deutschland Rechnung tragen und die nationale Marktentwicklung seit der gesetzlichen Öffnung des Energiemarktes im Jahre 1998 berücksichtigen. Aus einer an diesen Zielen orientierten Analyse lassen sich politische Entscheidungsalternativen zu den grundsätzlichen Fragen entwickeln, auf welchen Entscheidungsebenen und mit welchen Verfahrensinstrumenten regulierende Elemente für den deutschen Energiemarkt eingeführt werden sollten, ohne dass damit bereits über einen energierechtlichen (sektorspezifischen) oder kartellrechtlichen Ansatz des Regulierungsmodells und über eine Verteilung von Zuständigkeiten zwischen Bund und Ländern entschieden werden müsste.

Die Regulierungsbehörden haben nach den neuen Binnenmarktrichtlinien als obligatorische Aufgaben

- zumindest Nichtdiskriminierung, echten Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Marktes sicherzustellen und ein Monitoring zu den in Artikel 23 Abs. 1 StromRL/Artikel 25 Abs. 1 GasRL bezeichneten Gegenständen durchzuführen,
- zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung
  - der Bedingungen für den Netzanschluss,
  - der Bedingungen für den Netzzugang und des Zugangs zu LNG-Anlagen,
  - der Tarife für die Übertragung und die Verteilung sowie
  - die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen

  festzulegen oder zu genehmigen (Arti-kel 23 Abs. 2 StromRL/Art. 25 Abs. 2 GasRL),
- die Befugnis, falls erforderlich von Netzbetreibern die Änderung von Bedingungen, Tarifen, Regeln, Mechanismen und Methoden zu verlangen, um sicherzustellen, dass diese angemessen sind und nicht diskriminierend angewendet werden (Artikel 23 Abs. 4 StromRL/Artikel 25 Abs. 4 GasRL), und
- als Streitbeilegungsstelle über Beschwerden gegen Netzbetreiber zu entscheiden (Artikel 23 Abs. 5 StromRL/Artikel 25 Abs. 5 GasRL).

Schließlich bestehen entsprechend der Artikel 3 der Binnenmarktrichtlinien Strom und Gas gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen und Aufgaben zum Schutz der Kunden, insbesondere zur Sicherung einer Grundversorgung der Haushaltskunden mit Elektrizität. Hinzu kommen fakultative Aufgaben der Regulierungsbehörden, insbesondere die Durchführung eines Monitoring zur Versorgungssicherheit (Artikel 4 Satz 2 StromRL; Artikel 5 Satz 2 GasRL), sowie die Aufgaben des mitgliedsstaatlichen Vollzugs der Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Welche neuen Elemente bei der Ausgestaltung des mitgliedsstaatlichen Regulierungssystems eingeführt werden müssen, hängt vor allem von den Vorgaben zur Festlegung oder Genehmigung von Netznutzungsbedingungen (Artikel 23 Abs. 2 StromRL; Artikel 25 Abs. 2 GasRL) ab. Zur Verdeutlichung der insoweit bestehenden politischen Entscheidungsoptionen ist hervorzuheben, dass es nicht allein um die Entscheidung geht, ob die Regulierungsbehörde die Netznutzungsbedingungen selbst festlegt oder die von den Netzbetreibern vorgelegten Grundsätze für die Netznutzung (Methoden) genehmigt. Das Spektrum möglicher Regulierungsansätze ist vielmehr breiter. Zum einen kann die „Festlegung“ der Netznutzungsbedingungen nicht nur durch die Regulierungsbehörde, sondern auch auf der Ebene der Rechtsetzung (also durch Gesetz und/oder Verordnung) erfolgen. Zum anderen ist die Methodengenehmigung nur die Mindestvorgabe der Richtlinien; möglich sind also auch Regelungen zur Genehmigung der konkreten Netznutzungsbedingungen der einzelnen Netzbetreiber, insbesondere der Netznutzungsentgelte.

Demnach stellen sich mit Blick auf die Ausgestaltung eines künftigen Regulierungssystems vor allem die Fragen, ob und inwieweit

- die Netznutzungsbedingungen durch normative Festlegung oder durch eine „Methodengenehmigung“ verbindlich geregelt werden sollen;
- die Beachtung der Vorgaben für die Netznutzungsbedingungen im Einzelfall durch (repressive) behördliche Überwachung oder – zumindest für wesentliche Bedingungen (z. B. Netznutzungsentgelte) – durch präventive Kontrolle (Genehmigungspflicht) gesichert werden soll.

Methodengenehmigung oder normative Festlegung der Netznutzungsbedingungen?

Bei der Entscheidung, ob die Netznutzungsbedingungen durch eine „Methodengenehmigung“ oder durch normative Festlegung verbindlich geregelt werden sollen, stellt sich unter anderem auch die Frage nach der Rolle der Verbändevereinbarungen im künftigen Regulierungssystem. Wie die Entstehungsgeschichte der Artikel 23 Abs. 2 StromRL/Artikel 25 Abs. 2 GasRL zeigt, wollte der Richtliniengeber durch die „Methodengenehmigung“ die Möglichkeit eröffnen, Netznutzungsbedingungen durch Vereinbarungen zwischen den Marktbeteiligten zu entwickeln, zugleich aber durch das Genehmigungserfordernis die notwendige staatliche Einflussnahme sichern.

Bei einem Aufgreifen des Modells der „Methodengenehmigung“ durch den deutschen Gesetzgeber könnte also der Inhalt einer Verbändevereinbarung der Regulierungsbehörde als „Antrag“ vorgelegt werden und würde durch die Genehmigung – ggf. mit einem durch Nebenbestimmungen der Behörde veränderten Inhalt – Verbindlichkeit erlangen. In verfahrensmäßiger Hinsicht ist hervorzuheben, dass nach den Richtlinien die „Grundsätze und Methoden“ der Netznutzung vom jeweiligen Netzbetreiber zur Genehmigung vorgelegt werden. Prinzipiell besteht also die Möglichkeit, dass einzelne Netzbetreiber Methoden für Netznutzungsbedingungen vorlegen, die vom Inhalt einer Verbändevereinbarung abweichen.

Für ein Aufgreifen des Modells einer „Methodengenehmigung“ sprechen vor allem die Sachnähe der Beteiligten und die Flexibilität bei der Fortentwicklung des Inhalts von Verbändevereinbarungen oder Branchenmodellen. Die Länder sind sich darin einig, dass dies vor allem bei der Fortentwicklung der Verbändevereinbarungen für den Strombereich deutlich geworden ist und dass die Ergebnisse des bisherigen Netzzugangssystems auch im Rahmen der künftigen Regulierung genutzt werden sollten. Unter der Voraussetzung, dass eine den Vorgaben der Richtlinien entsprechende Verbändevereinbarung oder ein genehmigungsfähiges Branchenmodell vorgelegt wird, kommt hinzu, dass der Ansatz einer „Methodengenehmigung“ vergleichsweise geringen staatlichen Regulierungsaufwand verursacht, weil der wesentliche Inhalt der Netznutzungsbedingungen von den Marktbeteiligten oder den Netzbetreibern erarbeitet wird. Ein Teil der Länder hält daher die Einführung einer Methodengenehmigung für den vorzugswürdigen Regulierungsansatz.

Hiergegen wird zunächst eingewandt, dass wegen des Erfordernisses einer vom einzelnen Netzbetreiber zu beantragenden „Methodengenehmigung“ das Genehmigungsverfahren angesichts der großen Zahl von Netzbetreibern sehr schwerfällig sei. Der Verfahrensaufwand ließe sich auch durch einen „Kollektivantrag“ nicht entscheidend reduzieren, weil die Bevollmächtigung nachgewiesen und die Genehmigung dem einzelnen Netzbetreiber erteilt werden müsste.

Zu berücksichtigen ist weiterhin, dass für den Gasbereich eine von allen Marktbeteiligten akzeptierte Verbändevereinbarung derzeit nicht absehbar ist. Auch für den Elektrizitätsbereich hat die Diskussion über die „Verrechtlichung“ der Verbändevereinbarungen gezeigt, dass zwischen den Marktbeteiligten über wesentliche Elemente der VV II plus inzwischen kein Einvernehmen mehr besteht und dass die nach geltendem Recht zuständigen Aufsichtsbehörden die Verbändevereinbarung in wesentlichen Punkten beanstandet haben. Die schon derzeit bestehenden Zweifel, ob der Gesetzgeber vom Vorliegen konsens- bzw. genehmigungsfähiger Netzzugangskonzepte der Marktbeteiligten oder der Netzbetreiber ausgehen kann, verstärken sich mit Blick auf die Situation unter der Geltung der neuen Binnenmarktrichtlinien. Da die Mitgliedstaaten einer grundsätzlichen Pflicht zur Regulierung unterliegen, wird die Einigungsbereitschaft der Marktbeteiligten eher abnehmen; das gilt jedenfalls für Zugeständnisse, bei denen sich eine Verhandlungsseite im Falle einer staatlichen Regulierung eine günstigere Regelung erhofft.

Vor diesem Hintergrund bestehen bei einem erheblichen Teil der Länder – auch solchen, die im Gesetzgebungsverfahren zur Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes die „Verrechtlichung“ der Verbändevereinbarungen unterstützt haben – Zweifel, ob die Einführung einer Methodengenehmigung unter den derzeitigen Umständen ein belastbares Regulierungsmodell darstellt. Diese Länder sehen das Risiko, dass der Gesetzgeber sich mit der Methodengenehmigung auf einen Regulierungsansatz festlegt, der eine von den Marktbeteiligten akzeptierte Verbändevereinbarung oder Branchenlösung voraussetzt, ohne dass das Vorliegen dieser Voraussetzungen vom Gesetzgeber gewährleistet werden kann. Bei einer Nichteinigung der Beteiligten müsste unter großem Zeitdruck ein staatliches Netzzugangskonzept entwickelt werden, das entweder durch normative Vorgaben umgesetzt oder von den Beteiligten unter erheblichem politischen Druck aufgegriffen werden müsste. Das wäre keine sachgerechte Lösung.

Um eine solche Situation zu vermeiden, könnte zum einen ein zweispuriges Regulierungsmodell in Betracht gezogen werden. Bei einem solchen Modell würden die Netznutzungsbedingungen staatlich festgelegt; zugleich würde die Möglichkeit eröffnet, durch Vorlage eines abweichenden, den gesetzlichen Vorgaben aber in grundsätzlich gleichwertiger Weise entsprechenden Regulierungskonzepts eine Methodengenehmigung zu beantragen. Nach Auffassung der Länder sprechen vor allem folgende Gründe gegen ein solches Modell:

– Durch die Möglichkeit eines zweispurigen Vorgehens entstünde erheblicher Regulierungsaufwand; zugleich würde die grundsätzlich anzustrebende Einheitlichkeit der Netznutzungsbedingungen infrage gestellt.

– Die Flexibilitätsvorteile des derzeitigen selbstregulierenden Systems würden letztlich nicht erhalten, weil den Marktbeteiligten die Netznutzungsbedingungen, die im Falle einer Nichteinigung gelten würden, bekannt wären; das würde die Bereitschaft zu Zugeständnissen nicht fördern.

Die Länder halten daher, soweit sie nicht die Einführung einer Methodengenehmigung befürworten, eine normative Festlegung der Netznutzungsbedingungen durch Gesetz und/oder Rechtsverordnung für vorzugswürdig. Hierfür sprechen vor allem folgende Gründe:

– Bei der normativen Festlegung der Netznutzungsbedingungen könnte inhaltlich an die Grundzüge der Verbändevereinbarungen angeknüpft werden, ohne dass dieser Regulierungsansatz – anders als die Methodengenehmigung – ein von allen Marktbeteiligten mitgetragenes Regulierungskonzept zwingend voraussetzt.

– Auch bei der Fortentwicklung der Netznutzungsbedingungen könnte der Sachverstand der Beteiligten weiterhin genutzt werden. Hierbei könnte etwa an eine Einbeziehung der Beteiligten bei der Fortentwicklung der normativen Vorgaben gedacht werden.

– Der Verwaltungsaufwand für die Erteilung von Methodengenehmigungen an einzelne Netzbetreiber entfiele.

– Die Einheitlichkeit der Netznutzungsbedingungen wäre gewährleistet.

Welche Regelungsintensität die normativen Vorgaben haben müssten, hängt zunächst davon ab, was der Richtliniengeber unter den „Methoden zur Berechnung oder Festlegung“ der Netznutzungsbedingungen versteht; hieraus ergeben sich die Mindestanforderungen an den Detaillierungsgrad der normativen Vorgaben. Für das Verständnis des „Methoden“begriffs ist zum einen bedeutsam, dass die neuen Binnenmarktrichtlinien die Festlegung und die Genehmigung der Methoden als alternative Regulierungsansätze behandeln; das spricht dafür, dass der Richtliniengeber von einem vergleichbaren Maß an Bestimmtheit ausgegangen ist. Zum anderen ist daran zu erinnern, dass mit der Aufnahme der „Methodengenehmigung“ in die Richtlinien gerade bezweckt wurde, den Verbändevereinbarungen in Deutschland ein höheres Maß an Verbindlichkeit zu verleihen. Das heißt, dass der Richtliniengeber von konkreten Regelwerken ausgegangen ist, als er die Festlegung oder Genehmigung von „Methoden“ regelte. Eine Regelungsintensität, die sich am Detaillierungsgrad der Verbändevereinbarung für den Strombereich orientiert, dürfte daher den Vorstellungen des Richtliniengebers, was unter „Methoden“ zu verstehen ist, nahe kommen.

Behördliche Überwachung oder präventive Kontrolle?

Gesetzgeberisch ist weiterhin zu entscheiden, ob die Beachtung der Vorgaben für die Netznutzungsbedingungen im Einzelfall durch behördliche Überwachung (repressive Kontrolle) gesichert werden soll oder ob die Einführung einer Genehmigungspflicht (präventive Kontrolle) angezeigt ist. Hierbei sind mehrere Gesichtspunkte zu berücksichtigen.

Zum einen ist der – sowohl durch eine normative Festlegung als auch durch eine Methodengenehmigung erreichbare – Abschichtungseffekt zu berücksichtigen: Wenn die Regelungsintensität der Vorgaben für die Netznutzungsbedingungen relativ hoch ist, verringert dies die Anwendungsspielräume der Netzbetreiber. Das ist bedeutsam für die Beurteilung, welches Maß an behördlicher Kontrolle bei der Umsetzung der Vorgaben durch den einzelnen Netzbetreiber geboten ist. Geht man vom Detaillierungsgrad der VV II plus aus, kann grundsätzlich festgestellt werden, dass eine Vorgabe mit vergleichbarer Regelungsintensität für den Bereich der Netzentgelte alle wesentlichen Methodenfragen regeln würde und daher einen erheblichen Abschichtungseffekt hätte. Allerdings ist zu bedenken, dass das Ausmaß dieses Effekts auch davon abhängt, welche Entgeltfindungsprinzipien in der Sache vorgegeben werden. Wenn die Netzentgelte – wofür die überwiegenden Gründe sprechen dürften – zumindest auch kostenorientiert ermittelt werden, wird die Anwendung der Entgeltfindungsprinzipien zwangsläufig durch die individuelle Kostensituation des jeweiligen Netzbetreibers geprägt. Hinzu kommen bei integrierten Energieversorgungsunternehmen die Fragen der Kostenzuordnung zu den einzelnen Unternehmensbereichen. Hieran wird deutlich, dass je nach Inhalt der Entgeltfindungsprinzipien auch bei relativ hoher Dichte der „Methoden“vorgaben die Anwendungsspielräume im Einzelfall erheblich sein können.

Zu berücksichtigen ist weiterhin, welches Gewicht dem Gesichtspunkt der Rechtssicherheit zukommt. Bei der Genehmigung von Netznutzungsbedingungen im Einzelfall ist die Rechtssicherheit für alle Beteiligten naturgemäß höher als in einem bloßen Aufsichtssystem. Das Gewicht dieses Vorteils ist allerdings abzuwägen mit dem Gewicht des Nachteils, dass eine Genehmigungspflicht mit Verfahrensaufwand verbunden ist. In diesen Zusammenhang gehört auch die Frage, welche Rahmenbedingungen für das Funktionieren der Streitbeilegungsstelle (Artikel 23 Abs. 5 StromRL/ Artikel 25 Abs. 5 GasRL) erforderlich sind. Die Streitbeilegungsstelle hat grundsätzlich innerhalb von zwei Monaten zu entscheiden; diese Frist kann ohne Zustimmung des Beschwerdeführers nur einmal auf vier Monate verlängert werden. Geht man davon aus, dass die Netzentgelte zumindest auch kostenorientiert, also unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Faktoren ermittelt werden, kann die Einhaltung der durch die Richtlinien vorgegebenen Entscheidungsfristen problematisch werden, wenn die konkreten Netzentgelte, gegen die sich die Beschwerde richtet, nicht zuvor bereits in einem Genehmigungsverfahren geprüft worden sind.

Ein Großteil der Länder spricht sich unter Berücksichtigung der wesentlichen Argumente für ein Kontrollsystem auf Basis einer detaillierten normativen Regelung aus.

Die Länder haben mehrfach betont, dass die künftige Regulierung auf das erforderliche Maß beschränkt werden soll; hieran halten sie fest. Auch bei Anlegung dieses Maßstabs kann nach Auffassung der Mehrzahl der Länder derzeit aber noch nicht abschließend beurteilt werden, ob ein (repressives) Aufsichtssystem zur wirksamen Kontrolle ausreicht oder ob ein Genehmigungssystem vorzuziehen ist. Bei der Bewertung der Vor- und Nachteile wird die Einschätzung der Marktbeteiligten von besonderem Gewicht sein, welches Kontrollsystem für verlässliche Marktbedingungen erforderlich ist.

II. Inhaltliche Prinzipien der Entgeltfindung bei Netznutzungsentgelten

Die inhaltliche Ausgestaltung der Prinzipien der Entgeltfindung für Netznutzungsentgelte ist die entscheidende Stellgröße für die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs zur Herstellung funktionierenden Wettbewerbes auf den Energiemärkten, da diese Entgelte einen wesentlichen Teil der Gesamtkosten der Energieversorgung ausmachen.

Die inhaltlichen Prinzipien der Entgeltfindung werden durch die Anforderungen, die die Strom- und Gasmärkte an die jeweiligen Netzinfrastrukturen stellen, bestimmt. Diese sind für die genannten Sektoren weitgehend identisch. Die hierbei bestehenden Handlungsalternativen sind unter den Aspekten

– Regulierung anhand betriebsindividueller Kriterien versus Regulierung anhand externer branchentypischer Faktoren

  sowie

– Kostenregulierung versus Anreizregulierung

zu betrachten.

Dabei wird eine Anreizregulierung i. d. R. anhand externer Kriterien – insbesondere Benchmarking – vorzunehmen sein, während eine Kostenregulierung betriebsindividuell erfolgt.

Die Verbindung von Anreizregulierung mit externen Prüfungskriterien wie auch der Kostenregulierung mit betriebsindividuellen Kriterien bildet indessen nur den Regelfall. Eine Kostenregulierung kann durchaus anhand externer Kriterien vorgenommen werden, etwa durch Bildung von virtuellen Unternehmen, die als Maßstab zur Kostenbeurteilung herangezogen werden können. Genauso ist eine Anreizregulierung vorstellbar, die den Unternehmen anhand betriebsindividueller Kriterien Anreize gibt, ihr Kostenmanagement zu verbessern (z. B. durch Zulassung eines höheren Gewinns für den Fall, dass bestimmte Kostenpositionen durch Effizienzsteigerung für die Zukunft zurückgeführt werden).

Im übrigen sind Mischsysteme denkbar. So sieht die VVII plus im Strombereich insbesondere für Kleinkunden Vereinfachungen bei der Abwicklung von Durchleitungsfällen anhand externer Kriterien vor (z. B. synthetische Lastprofile), greift aber bei der Preisbildung auf die individuelle Kostenkalkulation zurück.

Da die genannten Verknüpfungen also nicht zwingend sind, werden sie nachfolgend getrennt dargestellt.

Betriebsindividuelle Regulierung versus Regulierung anhand externer branchentypischer Faktoren

a) Betriebsindividuelle Regulierung

Nicht zuletzt im Interesse der Kunden muss die Versorgungssicherheit in den Systemen gewährleistet sein. Die Energiebranche ist durch hohe Kapitaldichte und lange Investitionszyklen geprägt. Die Netzbetreiber sollen dabei auch langfristig in der Lage sein, notwendige Anlagen-Reinvestitionen durchführen zu können, ohne dabei ihre Eigenkapitalsubstanz angreifen zu müssen. Hieraus entsteht die Forderung nach

– möglichst individueller Zuordnung der Kosten, die ein Netznutzungsfall im Einzelfall verursacht,

– Preisbildung aufgrund der individuellen unternehmensinternen Kostenkalkulation unter risiko- und marktgerechter Verzinsung des eingesetzten Kapitals.

Durch Fokussierung auf eine kostenorientierte Preisbildung erhalten die Unternehmen allerdings einen Anreiz zu überhöhten Investitionen, weil der erlaubte Ertrag vom Kapitalstock abhängig ist.

Als Regulativ sehen kostenorientierte Regulierungskonzepte i. d. R. vor, dass nur diejenigen Kosten anerkannt werden können, die einer energiewirtschaftlich rationellen Betriebsführung entsprechen.

Eine Überprüfung einzelner Unternehmensentscheidungen durch die regulierende Instanz stellt hohe Ansprüche an den Umfang und die Qualität der Informationen, über die eine Aufsichtsbehörde verfügen muss und die sie nur von dem zu überprüfenden Unternehmen erhalten kann. Regelmäßig wird das zu überprüfende Unternehmen einen erheblichen Informationsvorsprung besitzen, den es ausnutzen kann. Die insoweit systemimmanente Informationsasymmetrie zwischen Regulierungsinstanz und dem etablierten Unternehmen gibt Letzterem die Möglichkeit, die Kostendaten zu seinen Gunsten darzustellen. Dies erschwert es der Regulierungsinstanz energiewirtschaftliche Fehlentwicklungen aufzudecken.

Schließlich stellt die hohe Zahl der Netzbetreiber (in der Bundesrepublik existieren ca. 900 Stromversorgungsunternehmen und etwa 750 Gasversorgungsunternehmen) ein weiteres Hemmnis für eine wirkungsvolle Kontrolle von Unternehmensentscheidungen in der Verwaltungspraxis dar.

Insofern nimmt es auch nicht Wunder, das es mit der VVII plus bisher nicht gelingen konnte, Anreize für eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung in den Unternehmen zu setzen (im Gegenteil wird für die neuen Länder in einem Strukturkriterien-Katalog ein eigenes Kriterium „neue Länder“ aufgenommen, dass höhere Entgelte rechtfertigen soll und somit keinen Anreiz gibt, etwa noch vorhandene Infrastrukturdefizite in angemessener Zeit zu beseitigen).

b) Regulierung anhand externer branchentypischer Faktoren

Die Netzzugangsregeln inklusive der Preisbildungsprinzipien sollten einfach und transparent gestaltet werden, damit die börsliche Handelbarkeit der transportierten Ware Strom bzw. Gas sichergestellt werden kann. Hieraus ergibt sich die Forderung, das Regulierungsregime anhand externer branchentypischer Faktoren zu gestalten. Durchleitung als Massengeschäft erfordert vereinfachte Verfahrensabläufe. Als diskussionswürdig haben sich dabei die nachfolgend genannten Regelungskriterien erwiesen:

– Abrechnung nach synthetischen Abnahmeprofilen im Kleinabnehmerbereich,

– Entfernungsunabhängigkeit des Netznutzungsentgelts,

– Preisbildung aufgrund von externen Kriterien, d. h. vereinfachender Betrachtungen nach dem Vergleichsmarktprinzip, Preis- und Erlösbenchmarking bzw. durch die Konstruktion virtueller Unternehmen.

Die Nachteile des Systems liegen darin, dass es in verschiedenen Bereichen zu Fehlallokationen führen kann. Die entfernungsunabhängige Abrechnung kann parallelen Leitungsbau provozieren. Zudem wird die lokale Verteilung des Erzeuger- und Abnehmerpotenzials nicht durch die tatsächlichen energiewirtschaftlichen Ressourcen gesteuert, sondern erfolgt willkürlich. Durch die Abrechung nach Lastprofilen werden ineffiziente Abnahme- und Erzeugungsprofile nicht aus dem System herausgefiltert, sondern von anderen Akteuren subventioniert.

Die Preisbildung allein nach externen Kriterien kann im Einzelfall dazu führen, dass die Reinvestitionsfähigkeit von Versorgungsunternehmen nicht mehr gewährleistet ist. Andererseits ermöglicht sie Mitnahmeeffekte für Unternehmen, die ihre Versorgungsaufgabe unter besonders günstigen ökonomischen Rahmenbedingungen durchführen können.

Eine Heranziehung externer branchentypischer Faktoren für die Preisbildung verringert allerdings den Regulierungsaufwand, weil die Kalkulationsschemata im Falle einer betriebsindividuellen Kontrolle sehr detailliert ausfallen müssen, während hier mit einer Reihe von plausiblen Pauschalierungen, z. B. hinsichtlich Abschreibungsdauern, gearbeitet werden kann.

Das Augenmerk richtet sich dann hauptsächlich auf die Abschätzung der Kosten und erforderlichen Umsätze bei effizienter Unternehmensführung. Benchmarking- und Produk-

tivitätsvorgaben sind für die Höhe der zulässigen Erlöse sehr viel bedeutsamer als Feinheiten der Kostenkalkulation (s. u. Anreizregulierung).

Der Rückgriff auf die Kostenrechnung dient primär dazu, die relative Kostenposition eines Unternehmens im Verhältnis zu anderen Unternehmen zu bestimmen und bei den turnusmäßig stattfindenden Überprüfungen festzustellen, ob die Produktivitätsvorgaben und Umsatzbeschränkungen noch angemessen sind oder verändert werden sollten.

Kostenregulierung versus Anreizregulierung

a) Kostenregulierung

Im Falle einer Kostenregulierung muss das regulierte Unternehmen der Aufsichtsbehörde seine Kosten für die regulierte Dienstleistung nachweisen. Dies geschieht i. d. R. anhand der betriebsinternen Kostenkalkulation. Zur Sicherstellung der Preisauskömmlichkeit der hergestellten Produkte (hier: Netzinfrastrukturdienstleistung) besteht die Aufgabe der Kostenrechnung darin, durch eine zweckadäquate Bewertung der eingesetzten Güter die Grundlagen für die Ermittlung langfristiger Preisuntergrenzen unter dem Aspekt der Unternehmenserhaltung zu liefern.

Möglich ist aber auch eine Kostenmodellierung anhand virtueller Unternehmen mit gleichen Strukturdaten.

b) Anreizregulierung

Aus wettbewerbspolitischer Perspektive müssen sich die kostenkalkulatorisch gebildeten Preise von Produzenten an ihren Ergebnissen, d. h. ihrer Wirkung gegenüber der anderen Marktseite (Konsumenten) unter Effizienzgesichtspunkten messen lassen. In nicht monopolisierten Bereichen übernimmt diese Korrekturfunktion der Wettbewerb. Marktbeherrschende Unternehmen unterliegen der Kontrolle der Kartellbehörden nach dem Vergleichsmarktprinzip. Auch das zurzeit geltende Sonderverwaltungsrecht für Energieversorgungsunternehmen setzt den Unternehmen mit seiner Forderung nach einer preiswürdigen Versorgung ebenfalls Grenzen für eine kostenbasierte Preisbildung.

Als Anreizinstrumente, die für die Implementierung in einem zukünftigen Ordnungsrahmen Anwendung finden könnten, sind Price Cap und Yard Stick Competition auf Basis von Unternehmens-Benchmarking zu nennen. Mithilfe dieser Ansätze kann auch das konkrete Kosten- und Preissenkungspotenzial der einzelnen Unternehmen errechnet werden. Hierin liegt die eigentliche Schwerpunktaufgabe im Rahmen der Anreizregulierung. Die Überwachung der unternehmensindividuellen Umsetzung ist hingegen vergleichsweise einfach.

Price Cap-Modelle bzw. Yard Stick Competition blenden eine kostenbasierte Preisbildung nicht aus, sondern machen den Unternehmen für eine Genehmigungsperiode, die i. d. R. im Bereich von vier bis fünf Jahren liegt, Vorgaben hinsichtlich der Wachstumsrate der kalkulierten Preise.

Dabei darf das gewichtete Wachstum der Abgabepreise nicht das Wachstum eines allgemeinen Preisindexes, vermindert um das geschätzte Produktivitätswachstum (X), der regulierten Branche überschreiten.

Da Unternehmen mit hohen Preisen und Kosten es leichter haben werden, ihre Kosten und Preise um den vorgegebenen Faktor zu senken, als ein Unternehmen, das die Best Practice der Branche definiert und Kostensenkungspotenziale bereits in großem Umfang ausgeschöpft hat, ist bei der Bemessung der X-Faktoren zu differenzieren.

Von den besten Unternehmen kann erwartet werden, dass sie weiterhin den Branchenstandard definieren und entsprechend moderate Kostensenkungen realisieren. Von den übrigen Unternehmen wird hingegen erwartet, zu den Best Practice-Unternehmen aufzuschließen. Dabei ist zu beachten, dass sich der Branchenstandard laufend verbessert.

Die Länder sind der Auffassung, dass die unternehmensindividuellen Kostenstrukturen ein wesentlicher Ansatzpunkt des künftigen Regulierungsregimes sein sollten. Die Länder sprechen sich dabei allerdings für eine im Vergleich zum status quo stärkere Berücksichtigung der Anreizregulierung unter Beachtung branchenüblicher Benchmarks aus.

III. Sektorspezifische oder kartellrechtliche Lösungsmöglichkeiten für den Aufbau einer Regulierung

Hinsichtlich des Aufbaus der Regulierung bestehen zwei grundsätzliche Lösungsansätze, die von den Ländern jeweils unterschiedlich bewertet werden. Für die jeweiligen Ansätze werden folgende Argumente vorgetragen. Dabei tragen die jeweiligen Vertreter einer dieser beiden Grundrichtungen nicht zwingend jedes einzelne Argument mit.

a) Sektorspezifische Lösung

Für die Ausgestaltung eines sektorspezifischen Regulierungsansatzes mit einem eigenständigen behördlichen Vollzug sind verschiedene Varianten denkbar, die von grundsätzlichen Entscheidungen hinsichtlich des Maßes der Durchnormierung und des Konkretisierungsgrades bei der Einzelpreisregulierung abhängen.

Es stellt sich zuvor jedoch auch an dieser Stelle die Frage nach einer grundsätzlichen Entscheidung, ob der Weg einer sektorspezifischen Lösung oder einer am allgemeinen Wettbewerbsrecht (GWB) orientierten Lösung weiter verfolgt wird.

Wesentliche Voraussetzung für den Regulierungserfolg wird es sein, ob die vollziehende Behörde auf effektive, eindeutige und transparente Wettbewerbsregeln zurückgreifen kann. Solche gegenüber dem GWB weitaus geschärfteren Regeln sind nur in spezialrechtlichen Vorgaben möglich, die bis zur Ex-ante-Regulierung konkreter Netznutzungsentgelte gehen können. Die spezialrechtlichen Regulierungsvorgaben der EU-Beschleunigungsrichtlinien stellen ein sektorspezifisches Wettbewerbsrecht dar; die Regulierung ist wettbewerbsorientiert; Ziel ist die Entwicklung wettbewerblicher Strukturen in den Märkten, die von der Nutzung der natürlichen Netzmonopole abhängig sind.

Klassische Wettbewerbspolitik und die Normierung im GWB beschränken sich auf Verbote und überlassen die Gestaltung der wirtschaftlichen Beziehungen den privaten Akteuren. Das ist konsistent zur Bekämpfung von missbräuchlichen Störungen in einem ansonsten funktionierenden Marktgeschehen. Im Falle der Netze kann es nicht um die einzelfallbezogene missbrauchsaufsichtliche Verfolgung von Zugangsverweigerungen oder Diskriminierungen gehen, sondern um die konsequente Durchsetzung des Gebots der Netzzugangsgewährung im Rahmen vorgegebener Konditionen. Dies bedeutet Einflussnahme auf Vertragsinhalte

oder sogar positive Anordnung von Vertragskonditionen, die einem kartellrechtlichen Ansatz verwehrt wären.

Nur mit einer weitgehenden Festlegung der Netzzugangsbedingungen bereits im normativen Bereich (Netzzugangsverordnung) ließe sich der Weg einer auf längere Sicht erforderlichen Zugangsregulierung beschreiten.

Die unterschiedlichen Denkansätze würden außerdem eine institutionelle Trennung von Regulierungsbehörde und Kartellbehörde nahe legen.

Das Erfordernis sektorspezifischer Wettbewerbsregeln bedeutet nicht, dass sektorspezifische Regulierungsbehörden einzurichten wären. Das Regulierungswissen könnte im administrativen Bereich für alle Netzwirtschaften synergetisch genutzt werden, z. B. bei der RegTP.

Der zu schaffende Ordnungsrahmen müsste die Schwachstellen der bisherigen Verbändervereinbarungen vermeiden: Er müsste verbindlich für alle Akteure sein, ein Durchsetzungs- und Sanktionierungsinstrumentarium besitzen, Vorgaben für eine kosten- und sachgerechte Netzentgeltkalkulation, aber auch für Kostensenkungsanreize formulieren.

Um die bislang vermisste Rechtssicherheit zu erlangen, wäre der sektorspezifische Regulierungsansatz konsequent weiter zu denken: von der Verordnung über die administrative Umsetzung des umfangreichen Aufgabenkatalogs der EU-Richtlinie bis hin zur Genehmigung von Netzentgelten.

Ein Teil der Länder ist der Auffassung, dass nur die „Pflicht“ der EU-Vorgaben zu erfüllen und missbrauchsaufsichtlich zu kontrollieren, in Rechtsunsicherheit führen würde. Das Modell gliche zu sehr dem Status quo. Es wäre nach wie vor erforderlich, nachträglich in Einzelfällen von Amts wegen oder auf Beschwerde die Einhaltung der vorgegebenen Berechnungsmethode zu prüfen, und es würde weiterhin Anzeigeverfahren, kartellbehördliche Ermittlungsverfahren und/oder Gerichtsverfahren bedeuten, die die i. d. R. schwächeren Marktteilnehmer („Netzzugangspetenten“) allein schon vom Zeitablauf her gesehen vor Probleme stellen könnten. Ein hohes Maß an Verbindlichkeit und Rechtssicherheit würden nur Ex-ante-Genehmigungsverfahren schaffen, die zudem den Vorteil hätten, dass Genehmigungs- und Aufsichtsbehörde identisch wären.

Mit einer Ex-ante-Regulierung könnten von vorn herein eindeutige und transparente Standards für Netznutzungsentgelte gebildet und durchgesetzt werden. Zuwiderhandlungen könnten unmittelbar pönalisiert werden. Die antragstellendenden Netzbetreiber hätten selbst ein Interesse an der Entscheidung der Genehmigungsbehörde, sodass erforderliche Unterlagen zügig und vollständig vorgelegt werden. Bei Missbrauchsverfahren bestünde dieses Interesse nicht. Da im Rahmen von Ex-ante-Verfahren i. d. R. Fristen für die Entscheidungen vorgesehen wären, bestünde für die Marktteilnehmer Transparenz und Planungssicherheit. Dies wäre insbesondere für neu in den Markt eintretende Wettbewerber elementar.

Die Existenz rechtskräftiger Bescheide würde zudem das nach EU-Richtlinie vorzusehende Beschwerdemanagement erleichtern. Ein Teil der Länder legt demgegenüber Wert auf die Feststellung, dass der von ihnen präferierte energierechtliche Regelungsansatz nicht notwendig mit einem System umfassender Regulierung verbunden sein muss, insbesondere nicht zwingend die Einführung einer Genehmigungspflicht für Netznutzungsentgelte oder sonstige Netznutzungsbedingungen erfordert. Vielmehr sei auch bei einem sektorspezifischen Regulierungsansatz ein repressiv ausgestaltetes Aufsichtssystem durchaus denkbar. Eine Regulierung auf energierechtlicher Grundlage bietet aus der Sicht dieser Länder mit Blick auf die Gesetzesziele des Energiewirtschaftsgesetzes (§ 1 EnWG) am ehesten die Gewähr, dass bei der Ausübung der gesetzlich vorgesehenen Regulierungsinstrumente die Ziele der Sicherheit, Preisgünstigkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung gleichrangig berücksichtigt werden. Bezogen auf die Regulierungsvorgaben für die Netznutzungsbedingungen folgt hieraus insbesondere, dass nicht nur das wettbewerbliche Interesse an möglichst niedrigen Netznutzungsentgelten, sondern auch das öffentliche Interesse an einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur zu berücksichtigen ist. Dass durch einen energierechtlichen Regulierungsansatz – jedenfalls faktisch – eine entsprechende Behördenzuständigkeit vorgeprägt würde, sehen die Länder, die einen solchen Regulierungsansatz befürworten, als weiteren Vorteil. Der Vollzug der Regulierungsvorgaben würde damit Behörden übertragen, die – jedenfalls auf Landesebene – mit der oft schwierigen Abwägung zwischen den Teilzielen des Energiewirtschaftsgesetzes vertraut sind und aufgrund ihrer anderweitigen energiebezogenen Zuständigkeiten über den hierfür notwendigen Sachverstand verfügen.

Ein wesentliches für Wettbewerb konstitutives Element ist das Unbundling, das künftig konsequenter durchzuführen und wegen seiner Bedeutung für die Energiemarktentwicklung auch zu kontrollieren wäre. Das spräche für eine energieaufsichtliche Kostenregulierung.

Ebenso spräche dafür auch die Verantwortung für die Aufrechterhaltung von Netzqualität und Versorgungssicherheit. Hierbei wäre eine der Wettbewerbssimulation vordergründig zuwiderlaufende langfristige finanzielle Vorsorge für infrastrukturelle Investitionen zu treffen. Das würde umfangreiche technische Kenntnisse erfordern, die bei den Kartellbehörden nicht vorliegen.

Eine Kostenregulierung würde gewährleisten, dass zum Zeitpunkt der einsetzenden Regulierung die Kosten für die Leistungsbereitstellung gedeckt würden. Gleichzeitig könnten Preisziele durch aggregierte Kennziffern vorgegeben werden. Eine solche effizienzorientierte Anreizregulierung wäre nur in konsequenter periodischer Regulierung möglich. Auch dies spräche methodisch gegen kartellbehördliche Lösungen.

Letztlich hätte ein sektorspezifischer Regulierungsansatz den Vorteil, dass nur für einen Teil der Aufgaben – soweit ein bundeszentraler Vollzug nahe liegt – eine bundesbehördliche Regulierungsstelle einzusetzen wäre. Für die Aufsichts- und Genehmigungsaufgaben, die konkrete unternehmensbezogene Sachverhalte beträfen, stünden bereits die Energiebehörden der Länder, die ihre energierechtlichen Verwaltungskompetenzen behielten, zur Verfügung.

b) Kartellrechtliche Lösung

Seit Inkrafttreten des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts nehmen die Kartellbehörden des Bundes und der Länder die Aufgabe wahr, Netznutzungsentgelte und -bedingungen im Wege der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht zu kontrollieren. Sie haben im Bereich der Elektrizitätsnetze bereits mit ihrem Bericht vom April

2001 der Rechtsanwendung wesentliche Impulse gegeben, eine Vielzahl förmlicher und formloser Verwaltungsverfahren durchgeführt, und auch die Fortentwicklung der Verbändevereinbarung Strom mit beeinflusst, um wirksamen Wettbewerb auf dem Strommarkt zu ermöglichen.

Die Überprüfung der Entgelte und Konditionen der Netznutzung ist traditionell Gegenstand des Wettbewerbsrechts (‚essential-facilities'-Doktrin).

Der Neu-Aufbau einer fachspezifischen Bundes-Regulierungsbehörde erforderte einen sachlichen und personellen Aufwand, der schon aus finanziellen Gründen problematisch sein könnte. Die RegTP wäre aufgrund ihrer Fachorientierung und der Art ihrer Aufgabenwahrnehmung, die vornehmlich auf die Regulierung eines einzigen Unternehmens zugeschnitten ist, nicht für Aufgaben im Energiebereich mit einer Vielzahl von Netzbetreibern konzipiert. Sie würde insbesondere nicht über das erforderliche Spezialwissen verfügen.

Weder eine alleinige Bundeszuständigkeit noch eine alleinige Landeszuständigkeit – mit der Tendenz zu einer auseinanderstrebenden Rechtsanwendung – erscheinen im Bereich der Netznutzung sachgerecht. Vielmehr müssen Bundes- und Landesbehörden zusammenwirken. Eine Zuständigkeitsverteilung in Anlehnung an die bisherige Praxis der Kartellbehörden, verbunden mit einer engen Abstimmung der beteiligten Behörden, wäre demnach sachgerecht und ließe sich bei einem kartellrechtlichen Ansatz leichter verwirklichen als bei einem energierechtlichen Ansatz, da keine neuen Vollzugszuständigkeiten des Bundes geschaffen werden müssten. Damit sollten das Bundeskartellamt für Netze mit einer Länder übergreifenden Ausdehnung, die Länder für landesinterne Netze zuständig sein. Denkbar wäre auch eine Aufteilung Übertragungs-/Verteilungsnetze, die allerdings den Nachteil hätte, dass die Bundesbehörde in einem Aufgabenbereich nicht tätig werden würde und dort keine Koordinierungsfunktion wahrnehmen könnte.

Die Zuständigkeit der Zivilgerichte wäre Folge einer kartellbehördlichen Aufgabenwahrnehmung und im Hinblick auf die Verfahrensdauer des Rechtszuges und mögliche parallele (Kartell)Zivilverfahren wegen Netznutzungsentgelten und -konditionen der Kontrolle einer Regulierungsinstanz durch die Verwaltungsgerichtsbarkeit vorteilhaft. Die Netznutzung im konkreten Fall bliebe Gegenstand vertraglicher Regelung und somit des Zivilrechts; eine verwaltungsgerichtliche Zuständigkeit für Streitigkeiten um die Auslegung und Anwendung zivilrechtlicher Verträge wäre kaum vorstellbar.

Eine Abstimmung mit der Aufsicht über Stromtarife und ein mittelfristiges Zusammenwachsen der Aufsichten wäre bei einer Beteiligung der Länder auch an der Aufsicht über die Netzentgelte leichter möglich als bei alleiniger Zuständigkeit des Bundes.

Insgesamt böte die unabhängige und sachlich kompetente Durchsetzung des Wettbewerbsrechts gute Voraussetzungen für eine wirksame Arbeit von Wettbewerbsbehörden auch im Bereich der Zugangsregulierung zu Strom- und Gasnetzen auf geeigneter Rechtsgrundlage. Die Einheitlichkeit der Wettbewerbspolitik bliebe gewahrt. Der für eine fachspezifische Regulierung genannten Gefahr, dass enge – auch persönliche – Verbindungen zwischen regulierten Unternehmen und Regulierungsinstanz entstehen, würde die Einbindung in die allgemeine Wettbewerbsaufsicht vorbeugen.

Das bedeutet allerdings nicht, dass in einen künftigen Rechtsrahmen die materiellen Grundlagen (siehe hierzu Ziffer II.) und die Verfahrensregelungen des heutigen Kartellverwaltungsverfahrens unverändert übernommen werden könnten. Regelungsbedarf im Verfahrensrecht bestünde insbesondere insoweit als

– der Zugang der Behörde zu Daten und Informationen aus den überprüften und zu einem Vergleich herangezogenen Unternehmen erleichtert werden müsste,
– sicherzustellen wäre, dass eine Verzögerung des Verwaltungsverfahrens sich wirtschaftlich nicht zu Gunsten des überprüften Netzbetreibers auswirkt,
– eine Abstimmung zwischen Bundes- und Landesbehörden auch eine gewisse Gleichmäßigkeit der Aufgabenwahrnehmung gewährleisten müsste.

Außerdem wäre zu prüfen, inwieweit der Aufwand, den ein Überprüfungsverfahren notwendiger Weise mit sich brächte, sowohl für die Aufsichtsbehörden als auch insbesondere für kleine und mittlere Netzbetreiber in Grenzen gehalten werden könnte.

Sowohl für die sektorspezifische als auch für die kartellrechtliche Lösung sprechen gewichtige Argumente. Die Länder sind hierzu noch nicht zu einer abschließenden einheitlichen Auffassung gelangt.

IV. Aufgabenverteilung zwischen Bund und Ländern bei einer Regulierung

Nach den neuen Binnenmarktrichtlinien betrauen die Mitgliedstaaten „eine oder mehrere zuständige Stellen" mit der Aufgabe als Regulierungsbehörde (Artikel 23 Abs. 1 StromRL/Artikel 25 Abs. 1 GasRL). Die Mehrheit der Länder ist der Auffassung, dass die hierdurch eröffnete Möglichkeit genutzt werden sollte, im Rahmen der Regulierung für den Elektrizitäts- und Gasbereich eine Aufgabenverteilung zwischen Bundes- und Landesbehörden vorzunehmen. Das gilt unabhängig davon, ob der Gesetzgeber sich für einen energierechtlichen (sektorspezifischen) oder kartellrechtlichen Ansatz des Regulierungsmodells entscheidet. Kartellrechtlich ist eine Aufgabenverteilung zwischen Bund und Ländern ohnehin vorgesehen. Auch bei einem energierechtlichen Regulierungsansatz wäre eine solche Aufgabenverteilung nach Auffassung der Länder möglich.

Dafür sprechen vor allem folgende Gründe:

– Die Konzentration der Regulierungszuständigkeiten auf eine Bundesbehörde durch Neuerrichtung einer Bundesoberbehörde oder durch Übertragung dieser Aufgaben auf eine bestehende Bundesoberbehörde wäre nur nach Maßgabe des Artikel 87 Abs. 3 GG möglich. Das setzt – bei Schaffung eines mehrstufigen Verwaltungsaufbaus (Artikel 87 Abs. 3 Satz 2 GG) – das Vorliegen eines dringenden Bedürfnisses voraus. Verzichtet man auf einen mehrstufigen Verwaltungsaufbau, müsste es sich bei den übertragenen Aufgaben um Sachaufgaben handeln, die ohne Mittel- und Unterbau erfüllt werden können, also ihrer Art nach für eine zentrale Wahrnehmung geeignet sind.

– Anders als die bundesrechtlich bereits regulierten Netzinfrastrukturen (Telekommunikation, Bahn) weisen der Elektrizitäts- und der Gasbereich eine extrem dezentrale Netzstruktur mit insgesamt über 1 500 Netzen auf. Diese dezentrale Netzstruktur spricht für dezentrale Kontrollstrukturen.

  Das gilt vor allem für die örtlichen Verteilungsnetze. Hier ist eine ortsnahe Kontrolle durch Landesbehörden nicht zuletzt wegen der Synergien mit anderen landesbehördlichen Vollzugsaufgaben sinnvoll. Hinzuweisen ist etwa auf die technische Energieaufsicht oder die Verfahren nach § 11a EnWG. Von besonderer Bedeutung wäre ein ortsnaher Vollzug, wenn die Netzentgelte in Zukunft zumindest auch kostenorientiert, also unter Berücksichtigung unternehmensindividueller Faktoren ermittelt würden. Hierbei fällt ins Gewicht, dass in den Ländern bereits behördliche Aufsichtsstrukturen vorhanden sind, zu deren Prüfungsspektrum kostenorientierte Gesichtspunkte gehören. Daher sind bei den Aufsichtsbehörden der Länder umfassende Kenntnisse über die Kostensituation der örtlichen Gebietsversorgungsunternehmen schon derzeit vorhanden.

– Die Einheitlichkeit der Rahmenbedingungen für den Elektrizitäts- und Gasmarkt kann, wie auch ein Vergleich mit anderen Rechtsbereichen zeigt, dadurch gewährleistet werden, dass die Vorgaben für die Netznutzungsbedingungen eine solche Regelungsdichte aufweisen, dass durch den Gesetzesvollzug bedingte Wettbewerbsnachteile ausgeschlossen werden.

Auf der anderen Seite sprechen folgende Argumente für einen zentralen Vollzug:

– In einer zentralen Regulierungsinstanz wäre das Fachwissen an einer Stelle gebündelt. Hierdurch lassen sich verfahrensökonomische Vorteile im Sinne einer organisatorisch schlanken Regulierung realisieren. Zersplitterungen beim Verwaltungsvollzug könnten vermieden und eine einheitliche Aufsichtsintensität gewährleistet werden. Hierdurch werden Wettbewerbsverzerrungen vermieden.

– Netzkonditionen eines einzelnen Netzbetreibers wirken sich nicht nur in seinem Bereich, sondern im gesamten Markt aus. Missbräuchliche und prohibitive Netznutzungsentgelte eines Netzes behindern die Inanspruchnahme dieses Netzes aus allen anderen Netzen, d. h. auf dem Markt insgesamt. Dies spricht für eine Aufsicht aus einer Hand, die nach denselben Maßstäben und derselben Intensität ausgeübt wird.

Wie die Aufgabenzuordnung zwischen Bund und Ländern im Einzelnen vorgenommen werden sollte, kann abschließend erst nach Vorliegen eines detailliierteren Regulierungskonzepts beurteilt werden. Mit Blick auf die durch die neuen Binnenmarktrichtlinien vorgegebenen Regulierungsaufgaben kann generell festgestellt werden, dass teilweise eine zentrale Wahrnehmung eindeutig geboten ist. Das gilt etwa für den mitgliedsstaatlichen Vollzug der Verordnung über Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Andererseits sind aus Sicht der Mehrheit der Länder Regulierungsaufgaben erkennbar, bei denen angesichts der Netzstruktur in Deutschland ein dezentraler Vollzug vorzuziehen ist. Das gilt, wie erwähnt, insbesondere für den örtlichen Verteilungsbereich.

Anlage 2

Entwicklung und wichtige Inhalte der Verbändevereinbarungen Strom und Gas

1. Strom

a) VV Strom I

Bereits kurz nach Verabschiedung der Energierechtsnovelle unterzeichneten drei Verbände am 22. Mai 1998 die erste „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten“ („VV Strom I“):

– Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI), Köln,

– Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), Essen, und

– Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW), Frankfurt am Main.

Die VV Strom I beschränkte sich auf die Festlegung relativ weniger allgemeiner Kriterien zur Umsetzung des verhandelten Netzzugangs. Sie definierte Durchleitung als „Punkt-zu-Punkt“-Lieferung (vom Einspeise- zum Entnahmepunkt) durch die jeweiligen Netze. Ein Stromhändler musste daher für eine Lieferung mit jedem Netzbetreiber, dessen Netz auf dem „Kontraktpfad“ zwischen Einspeise- und Entnahmepunkt lag, einen Durchleitungsvertrag abschließen. Von den tatsächlichen physikalischen Stromflüssen, die dem Einzelvertrag ohnehin nicht zuzuordnen wären, wurde insoweit abstrahiert. Die Netznutzungsentgelte bemaßen sich danach, welche Netzebenen und -komponenten berührt wurden.

– Durchleitungsentgelte auf der Übertragungsnetzebene waren zweigliedrig entsprechend der mittleren Entfernung zwischen Ein- und Ausspeisungen:
  – bis 100 km Mittelwert des Strukturjahresleistungspreises [DM/kW*a] des ÜNB;
  – darüber zusätzlich der bundesweit einheitliche Entfernungsjahresleistungspreis [DM/kW*km*a].

– Auf der Verteilnetzebene wird jede genutzte Spannungsebene und entsprechende Umspannung eingliedrig als Pauschalpreis berechnet.

Zur Beilegung von Meinungsverschiedenheiten über Durchleitungsverträge und Entgelte wurde eine Clearingstelle bei den Verbänden eingerichtet. Die Laufzeit wurde zunächst bis zum 30. September 1999 festgelegt und später bis Ende 1999 verlängert.

b) VV Strom II

Das transaktionsabhängige Netzzugangsmodell der VV Strom I erwies sich schnell als ungeeignet für die Schaffung von Wettbewerb. Daher begannen die Verbände bereits Anfang 1999 mit den Verhandlungen über eine Fortschreibung der Verbändevereinbarung. Ziel war es, die Durchleitung auch für das Massenkundengeschäft tauglich zu machen und auch kurzfristige Lieferungen zu ermöglichen, um eine Voraussetzung für den Börsenhandel zu schaffen.

Am 13. Dezember 1999 wurde die „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie“ (VV Strom II) von nunmehr sechs Verbänden unterzeichnet:

– Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI),

– Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK),

– Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW),

– Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungs-Unternehmen (ARE),

– Deutsche Verbundgesellschaft (DVG),

– Verband kommunaler Unternehmen (VKU).

Die Geltungsdauer war bis zum 31. Dezember 2001 befristet.

Mit der VV Strom II wurde ein grundlegender Systemwechsel vollzogen. Das Modell der „Durchleitung“ von einzelnen Stromlieferungen durch die jeweiligen Netze wurde aufgegeben. An dessen Stelle trat ein so genanntes Anschluss-Punkt-Modell, das zu einer wesentlichen Vereinfachung des Netzzugangs führt. Der Netznutzer entrichtet ein Netznutzungsentgelt nur an den Netzbetreiber, an dessen Netz er unmittelbar angeschlossen ist, und erhält damit Zugang zum gesamten deutschen Stromnetz. Das Netzentgelt deckt die Netznutzung durch alle Spannungsebenen bis zur Höchstspannungsebene ab. Dies erfolgt dadurch, dass die Kosten der jeweils höheren Spannungsebene auf die angeschlossene niedrigere Netzebene weitergewälzt werden und dadurch in den Netznutzungsentgelten der unteren Ebene enthalten sind. Voraussetzung dafür war, dass sich die Netzbetreiber über technische, abrechnungstechnische und datentechnische Fragen verständigten und dies auch vertraglich regelten.

Die VV Strom II führte nicht nur ein funktionsfähiges Netzzugangsmodell für den deutschen Strommarkt ein, sondern schuf zugleich die wesentlichen Voraussetzungen für die tatsächliche Marktöffnung im Massenkundengeschäft. Für die Belieferung von Kleinkunden (Haushalte, Kleingewerbe etwa bis 30 000 kWh/a und 30 kW) wird auf eine aufwändige Leistungsmessung verzichtet. Statt dessen werden Lastprofile (nach dem analytischen oder synthetischen Verfahren) verwendet.

Die konsequente Trennung zwischen Netznutzung und Stromlieferung erforderte laut VV Strom II, dass der Endverbraucher einerseits mit dem Netzbetreiber einen Netzanschluss- und Netznutzungsvertrag abschließen sollte, andererseits mit seinem Lieferanten einen Stromlieferungsvertrag (so genanntes Doppelvertragsmodell).

Die VV Strom II enthielt erstmals Grundsätze für die Berechnung von Netznutzungsentgelten und postulierte in der Anlage 3 (Preisfindungsprinzipien), u. a. das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung, dem u. a. durch Abschreibungen auf Basis von Tagesneuwerten und die Berücksichtigung der Scheingewinnbesteuerung als Kosten Rechnung getragen werden sollte. Ausgangspunkt der Kostenkalkulation sollte der handelsrechtliche Jahresabschluss für die rechnungsmäßig zu entbündelnden Bereiche Netz und Umspannung

bilden. In der kalkulatorischen Verzinsung kann das unternehmerische Risiko mit einem – nicht bezifferten – Wagniszuschlag berücksichtigt werden; die Clearingstelle kann diesen auf Angemessenheit überprüfen. Es wurde des Weiteren auf den Grundsatz der elektrizitätswirtschaftlich rationellen Betriebsführung verwiesen. Vergleiche von Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelten strukturell vergleichbarer Netzbetreiber sollten im Sinn eines „Als-ob-Wettbewerbs“ Anreize zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bieten.

Der Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme der Stromlieferanten wurde über Bilanzkreise hergestellt. De facto ist ein Bilanzkreis ein vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geführtes Energiemengenkonto, das für jede ¼ Stunde alle Einspeisungen und Entnahmen der Kunden eines Lieferanten erfasst. Ein Stromlieferant muss daher im Prinzip in jeder der seinerzeit sechs (inzwischen nur noch vier) Regelzonen, in denen er Kunden versorgen bzw. mit Strom handeln will, einen Bilanzkreis anmelden und mit dem ÜNB einen Bilanzkreisvertrag schließen. Es besteht aber auch die Möglichkeit, sich als „Subbilanzkreis“ einem größeren Bilanzkreis anzuschließen. Fahrpläne (viertelstündliche Ein- und Ausspeisungen im Bilanzkreis) müssen jeweils am Vortage der Lieferung eingereicht werden.

Der durch die Bilanzkreise ermöglichte Ausgleich von Einspeisungen und Entnahmen über Netzgrenzen hinweg und die Trennung von Netznutzung und Energielieferung waren entscheidende Voraussetzungen, um das Produkt Strom börsenfähig zu machen. Die erste Strombörse nahm im Mai 2000 ihren Betrieb auf. Zuvor hatten die Verbundnetzbetreiber durch Zusagen in Zusammenschlusskontrollverfahren die in der VV Strom II vorgesehene Aufteilung Deutschlands in zwei Handelszonen aufgegeben. Diese Marktaufteilung hätte sich durch ein zusätzliches Netzentgelt für Lieferungen von der Nord- in die Südhälfte (so genannte Transaktionskomponente oder „T-Komponente“) ergeben.

c) VV Strom II Plus

In der praktischen Anwendung der VV Strom II zeigten sich eine Reihe von Problemen, insbesondere im Bereich des Massenkundengeschäfts. Auf Veranlassung des Bundeswirtschaftsministeriums wurde die Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) als Vertreterin der Interessen der Privatkunden an den Verhandlungen zur Weiterentwicklung der VV Strom II beteiligt. Die Vertreter der Verbraucherverbände konnten einige entscheidende Positionen in den Verhandlungen durchsetzen (siehe unten: Aufgabe des Doppelvertragsmodells, Aussetzung von Wechselgebühren), die Verbandsgremien erteilten dennoch kein Mandat zur Unterzeichnung der VV.

Die neue „Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001“ („VV Strom II plus“) wurde daher von dem weitgehend unveränderten Unterzeichnerkreis abgeschlossen:

- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V., Berlin,
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V., Essen,
- Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW – e.V., Berlin,
- Verband der Netzbetreiber – VDN – beim VDEW e.V., Berlin, (an Stelle der DVG),
- Arbeitsgemeinschaft Regionaler Energieversorgungs-Unternehmen – ARE – e.V.,
- Verband kommunaler Unternehmen – VKU – e.V., Köln.

Die Vereinbarung trat zum 1. Januar 2002 in Kraft und gilt zunächst bis zum 31. Dezember 2003.

Die VV Strom II Plus brachte folgende Verbesserungen für den Netzzugang:

Für den Bereich der Haushalts- und Kleingewerbekunden wurde das „Doppelvertragsmodell“ aufgegeben. Bei so genannten All-inklusive-Verträgen, die für dieses Kundensegment typisch sind, regelt der Lieferant für den Abnehmer die Fragen der Netznutzung mit dem Netzbetreiber und ist alleiniger Schuldner des Netznutzungsentgeltes. Damit können netzunabhängige Lieferanten in gleicher Weise wie die etablierten integrierten Versorger zu Komplettpreisen anbieten, die sowohl das Netzentgelt wie den Strompreis enthalten. Netzanschlussverträge, die das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer regeln (z. B. Recht zur Betretung des Grundstücks), bleiben hiervon allerdings unberührt.

Über die Zulässigkeit von Wechselgebühren konnte keine Einigung erzielt werden. Ihre Erhebung wurde bis zum Vorliegen einer höchstrichterlichen Entscheidung ausgesetzt.

Die Preisfindungsprinzipien für Netznutzungsentgelte wurden um ein so genanntes „Vergleichsmarktverfahren“ erweitert, das die Angemessenheit der von den einzelnen Netzbetreibern geforderten Netznutzungsentgelte überprüfbar machen sollte. Dazu wurden drei Strukturkriterien herangezogen:

- Einwohnerdichte bzw. Abnehmerdichte,
- Verkabelungsgrad und
- Lage des Netzes (Ost/West).

Für die beiden ersten Merkmale wurden jeweils drei Ausprägungen (hoch/mittel/niedrig) festgelegt, so dass sich insgesamt 18 Strukturklassen ergeben. Da die drei Netzebenen Hoch-, Mittel- und Niederspannung getrennt auszuwerten sind, ergeben sich insgesamt 54 Strukturklassen. Auf der Grundlage ihrer Netzkennziffern werden Netzbetreiber in dieses Grobraster eingeordnet. Für jeden Netzbetreiber werden Netznutzungsentgelte für standardisierte Abnahmefälle ermittelt (sechs Fälle in der Niederspannung, je drei in der Mittel- und Hochspannung). Aus diesen Netznutzungsentgelten wird für jede Spannungsebene ein (ungewichteter) Durchschnittswert für jeden Netzbetreiber errechnet. Für Netzbetreiber, deren so errechnetes Durchschnittsentgelt in einer Spannungsebene innerhalb der obersten 30 % der Streubreite zwischen höchstem und niedrigstem Entgelt aller Netzbetreiber seiner Strukturklasse in dieser Spannungsebene liegen, sieht die Verbändevereinbarung eine erhöhte Verpflichtung zur Rechtfertigung der Angemessenheit ihrer Entgelte vor. Auf Antrag eines Netznutzers muss er vor einer Schiedsstelle seine Kalkulationsgrundlagen offenlegen.

Darüber hinaus wurden die Netzbetreiber verpflichtet, weitere Strukturdaten über ihre Netze zu veröffentlichen, um die Kostentransparenz zu erhöhen. Die Einzelheiten des Verfahrens und seiner praktischen Umsetzung werden in Abschnitt III des Hauptberichts beschrieben.

Kosten für Messung und Abrechnung von Einspeisung und Entnahme werden vom Netzbetreiber neben den Netznutzungsentgelten separat erhoben. Im Übrigen aber wurde zur Erhöhung der Transparenz der Netznutzungsentgelte vereinbart, dass in den Netznutzungsentgelten alle Systemdienstleistungen enthalten sind und auch für weitere regelmäßig vom Netzbetreiber zu erbringenden Leistungen (Bilanzkreismanagement, Fahrpläne etc.) keine gesonderten Entgelte erhoben werden.

Ferner wurden probeweise die Anforderungen an die Fahrplananmeldungen und das Bilanzkreismanagement flexibilisiert und damit die Voraussetzungen für einen Intraday-Handel geschaffen, der allerdings bisher nicht etabliert ist.

Dezentralen Stromerzeugungsanlagen werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte entgolten.

Die neue Vereinbarung sieht des Weiteren vor, dass für Kunden mit atypischem Lastverhalten abweichende Regelungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte getroffen werden können.

Die Verbände verständigten sich auch darauf, Vorschläge für Muster- bzw. Rahmenverträge für die verschiedenen Vertragstypen (Netznutzung, Netzanschluss, Bilanzkreis) zu erarbeiten. Diese wurden im Dezember 2002 vorgelegt.

In einem Nachtrag zur VV Strom II plus vom 23. April 2002 wurde der Kalkulationsleitfaden als Bestandteil der Preisfindungsprinzipien (Anlage 3 zur VV II plus) präzisiert und teilweise neu gefasst. Er sieht nunmehr eine kalkulatorische Realverzinsung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals von 6,5 % vor, die zugleich das unternehmerische Risiko abdeckt. Der neue Kalkulationsleitfaden setzt nach Auffassung der Verbände der Stromwirtschaft das Prinzip der Nettosubstanzerhaltung in Übereinstimmung mit betriebswirtschaftlich anerkannten Kalkulationsgrundsätzen konsequent um[1]. Er wurde von Netznutzern sowie von Kartellbehörden des Bundes und der Länder allerdings heftig kritisiert, da er nach deren Auffassung zu systematisch überhöhten Netznutzungsentgelten führe[2].

d) Fortentwicklung der Verbändevereinbarung Strom II plus

Die Verbände haben am 1. April 2003 eine Grundsatzeinigung über die Aufnahme von Verhandlungen zur Fortschreibung der VV Strom II plus erzielt und sich auf eine Agenda für die Verhandlungen verständigt. Dabei zeichnet sich ein erweiterter Verhandlungskreis ab. Erstmals sollen mit der Teilnahme des Bundesverbandes neuer Energieanbieter (bne) und der European Federation of Energy Traders (EFET) Deutschland die nicht netzgebundenen Vertriebs- und Handelsunternehmen eigenständig vertreten sein.

2. Erdgas

Alle Verbändevereinbarungen für den Netzzugang beim Gas wurden von vier Verbänden unterzeichnet:

- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. – BDI, Berlin,
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. – VIK, Essen,
- Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. – BGW, Berlin,
- Verband kommunaler Unternehmen e.V. – VKU, Köln.

a) VV Gas I

Die erste „Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas“ (VV Gas I) vom 4. Juli 2000 enthielt erste grundlegende Regelungen für den Netzzugang und war zunächst bis zum 30. September 2001 befristet.

(1) Netzzugangs- und Entgeltmodell

Auf allen Transportstufen (überregionale und regionale Ferngasstufe sowie Endverteilung) hält der Netzbetreiber dem Transportkunden eine vereinbarte Transportkapazität zwischen einem bestimmten Einspeisepunkt und einem bestimmten Ausspeisepunkt vor. Diese bereitgestellte Kapazität kann der Transportkunde nach seinen Wünschen nutzen. Für die Belieferung eines bestimmten Endabnehmers muss der Transportkunde (z. B. der Gaslieferant) in allen Netzen entlang des unterstellten Leitungsweges vom Einspeisepunkt (z. B. an der deutschen Grenze oder an der inländischen Quelle) bis zum Kunden entsprechende Kapazitäten bei den jeweiligen Netzbetreibern buchen.

Die VV Gas I sieht unterschiedliche Entgeltmodelle für die überregionale Ferngasstufe, die regionale Ferngasstufe sowie die Endverteilerstufe vor:

- Auf der überregionalen Ferngasstufe wird ein entfernungsabhängiges Entgelt für die gebuchte Transportkapazität für die tatsächliche bzw. angenommene Leitungsstrecke zwischen dem Einspeisepunkt und dem Ausspeisepunkt berechnet (Punkt-zu-Punkt-Modell).
- Auf der regionalen Ferngasstufe teilt der Netzbetreiber sein gesamtes Netz in regionale Ausspeiseregionen auf. Der Transportkunde zahlt als Entgelt für die gebuchte Transportkapazität eine Regionalbriefmarke. Deren Höhe ist davon abhängig, in welcher Ausspeiseregion sich der vereinbarte Ausspeisepunkt befindet.
- Auf der Endverteilerstufe zahlt der Transportkunde eine Kommunalbriefmarke, die sich aus einem Leistungsentgelt und einem Arbeitsentgelt zusammensetzt.

Auf allen drei Transportstufen zahlt der Transportkunde zudem ein Entgelt für Systemdienstleistungen, d. h. für Dienstleistungen des Netzbetreibers, die für den Netzzugang erforderlich sind, wie z. B. Steuerung des Netzes, Messung, Abrechnung.

Des Weiteren enthält die VV Gas I Regelungen über das Anfrage- und Vertragsmanagement (z. B. Fristen des Netzbetreibers für die Bearbeitung von Netzzugangsanfragen) sowie grundlegende Regelungen zur Einrichtung einer

---

1 Mehrere Gutachten im Auftrag des VDEW untermauern diese Auffassung. Siehe zum Beispiel: G. Sieben, H. Maltry: Netznutzungsentgelte für elektrische Energie, Frankfurt am Main/Heidelberg, April 2002; W. Gerke: Risikoadjustierte Bestimmung des Kalkulationszinssatzes in der Stromnetzkalkulation, Frankfurt am Main/Heidelberg, Februar 2003; W. Männel: Preisfindungsprinzipien der Verbändevereinbarung VV II plus vom 13. Dezember 2001 und 23. April 2002; Frankfurt am Main/Heidelberg, März 2003.

2 Zu den entsprechenden Verfahren des Bundeskartellamtes siehe Hauptbericht Abschnitt III.1.

Schlichtungsstelle, die zur Beilegung von Meinungsverschiedenheiten über die Auslegung der VV Gas I angerufen werden kann.

(2) Bilanzausgleich

Die Anlage „Bilanzausgleich“ der VV Gas I enthält Regelungen zum Ausgleich von Differenzen zwischen der Ein- und Ausspeisung von Gasmengen. Danach hat der Transportkunde für den Fall unplanbarer Lastschwankungen und bei einer Transportentfernung von mindestens 100 km Anspruch auf Bilanzausgleich. Beim so genannten Tagesbilanzausgleich dürfen die kumulierten Differenzen zwischen den Einspeise- und den Ausspeisemengen zu keinem Zeitpunkt größer als 15 % der maximalen Tagesmenge sein. In der Praxis wird allerdings überwiegend auf Basis eines Stundenbilanzausgleichs gearbeitet. Dafür sieht die VV vor, dass die stundenbezogene Differenz zwischen Einspeise- und Ausspeisemenge 15 % der vom Kunden maximal nutzbaren Stundenleistung nicht überschreiten darf. Bei Überschreiten dieser Flexibilitätsgrenze muss der Transportkunde zu wenig eingespeiste Mengen mit einem (hohen) Preis nachzahlen und erhält für zu viel eingespeiste Mengen einen (niedrigen) Preis vergütet. Diese Preise werden jeweils individuell im Transportvertrag festgelegt.

(3) Kompatibilität

Die Anlage „Kompatibilität“ enthält Regelungen zur notwendigen Beschaffenheit des zu transportierenden Erdgases.

(4) Nachträge zur VV Gas I

Der am 15. März 2001 unterzeichnete 1. Nachtrag zur VV Gas I beinhaltet Regelungen zum kommerziellen Speicherzugang und ergänzende bzw. konkretisierende Regelungen zum Netzzugang, insbesondere zum Engpassmanagement:

- Die überregionalen Ferngasunternehmen BEB, Ruhrgas, Thyssengas, VNG und Wingas gewähren Dritten Zugang zu freien Kapazitäten in ihren Untergrund-Erdgasspeichern. Der Speicherzugang kann hierbei physisch (durch physische Ein- und Ausspeicherung) und/oder virtuell angeboten werden.
- Im Rahmen der so genannten „Erbfallregelung“ wird festgelegt, dass die bei einem Lieferantenwechsel von dem ursprünglichen Lieferanten nicht mehr benötigte Transportkapazität vorrangig zur Deckung des Kapazitätsbedarfs des Endkunden zur Verfügung gestellt werden muss.
- Im Falle eines Engpasses – d. h. bei Vorliegen mehrerer konkurrierender Netzzugangsanfragen und insgesamt nicht ausreichend freier Transportkapazität – erfolgt die Verteilung der knappen Kapazität grundsätzlich nach dem Prinzip „first committed – first served“. Bei unterschiedlichen angefragten Leistungen erteilt der Netzbetreiber dem aus seiner Sicht wirtschaftlich günstigsten Angebot den Zuschlag. Ist eine fester Transport aus Kapazitätsgründen nicht möglich, hat der Transportbegehrende Anspruch auf einen unterbrechbaren Transport.
- Es wird festgelegt, dass der bereits in der VV Gas I festgeschriebene Bilanzausgleich von den Unternehmen der überregionalen Ferngasstufe unentgeltlich anzubieten ist. Für den Fall, dass dieser unentgeltliche Bilanzausgleich zum Ausgleich von Differenzen bei der Ein- und Ausspeisung nicht ausreicht, haben die oben genannten überregionalen Ferngasgesellschaften den Transportkunden im Rahmen der Speicherregelung außerdem einen entgeltlichen erweiterten Bilanzausgleich anzubieten.

Der am 21. September 2001 unterzeichnete 2. Nachtrag verlängerte die VV Gas I bis zum 30. April 2002. Er führte zudem detaillierte Regelungen zur technischen Abwicklung von Transporten (wie z. B. Informationsaustausch, Netzsteuerung) ein, bestimmte eine Verfahrensordnung für das Schlichtungsverfahren und sah erste Schritte zur Einbeziehung der Haushaltskunden in den Gas-zu-Gas-Wettbewerb vor. Dazu wurden Regelungen zur Ermittlung und Anwendung von Lastprofilen festgelegt. Diese Regelungen sollten zunächst in der Heizperiode 2001/2002 als Lern- und Testphase zur Anwendung kommen.

b) VV Erdgas II

Das der VV Gas I zugrunde liegende Netzzugangsmodell stellte sich als wenig praktikabel heraus, da wegen des hohen Transaktionsaufwandes nur wenige Durchleitungen vereinbart wurden[3]. Die Verhandlungen über eine grundlegende Änderung des Modells standen im April 2002 kurz vor dem Scheitern. Nachdem zum vorgesehenen Termin keine neue Vereinbarung vorlag, kündigt der Bundesminister für Wirtschaft und Technologie Dr. Müller erste Schritte zur Einrichtung einer Regulierungsstelle an. Darauf hin einigten sich die Verbände am 3. Mai 2002 auf eine Verlängerung VV Gas I (inkl. Nachträge) bis zum 30. September 2002 sowie auf eine neue VV Erdgas II mit einer Laufzeit vom 1. Oktober 2002 bis 30. September 2003.

Die VV Erdgas II schrieb im Wesentlichen die bisherigen Vereinbarungen fort. Die substanziellen Veränderung betrafen die Zusammenfassung der Entgeltbildung in der überregionalen und der regionalen Ferngasstufe zu einem einheitlichen Entgeltmodell. Die Regionalnetzbetreiber hatten die Wahl, sich der Ferngas- oder der Verteilerstufe zuzuordnen. Die Netzbetreiber der Ferngasstufe unterteilen ihr Leitungsnetz in Streckenabschnitte und versehen diese mit Punktzahlen, deren Basis entfernungsabhängige Leistungspreise sind. Das Entgelt für die gebuchte Transportkapazität ergibt sich in Abhängigkeit von der Summe der Punktzahlen auf der jeweiligen Transportstrecke (Wert je Punkt = 1 Euro/(m³/h). Für die Verteilerstufe (regional und lokal) wird ein Briefmarkentarif erhoben.

Die Entgelte auf der gesamten Ferngasstufe sollen auf Basis eines jährlichen nationalen und internationalen Benchmarkings gebildet werden, wobei keine weiteren Details zur Durchführung entsprechender Verfahren festgelegt sind. Im Gegensatz dazu erfolgt die Entgeltbildung auf der Endverteilerstufe auf Basis einer kostenorientierten Betrachtung anhand eines Kalkulationsleitfadens, der dem Leitfaden der VV Strom II plus nachgebildet ist, allerdings in einer Reihe wichtiger Punkte von ihm abweicht. Zum Beispiel enthält er

[3] Siehe im Einzelnen dazu Hauptbericht Abschnitt III.2.

keine Regeln für eine Kostenzuordnung nach Netzebenen und er setzt den kalkulatorischen Eigenkapitalzins mit 7,8 % an. Ein Vergleichsmarktverfahren entsprechend der VV Strom II plus ist nicht vorgesehen.

Die Regelungen des Netzzugangsmodells und der Entgeltbildung wurden in der VV Erdgas II selbst ausdrücklich als „Übergangslösung/ Zwischenlösung“ bezeichnet. Zugleich wurde vereinbart, bis zum 30. September 2003 ein verbessertes Konzept zu entwickeln, das folgende Ziele erreichen sollte:

– mehr Wettbewerb und Transparenz als bisher,
– einfachere Bedienung und Nutzung,
– Börsenfähigkeit,
– Diskriminierungsfreiheit,
– Eignung für Massengeschäfte/Transaktionsunabhängigkeit,
– Bilanzkreisfähigkeit,
– Kostenzuordnung nach Verursacherprinzip.

c) Scheitern der Verhandlungen zur VV Gas III

Die Verhandlungen zur VV Gas III wurden am 9. April 2003 abgebrochen. Aus Sichte der Verbände BDI/VIK war bei dem grundlegenden Thema „neues Netzzugangsmodell“ keine hinreichende Bewegung bei den Verbänden BGW/VKU erkennbar. In Sondierungsgesprächen im Mai 2003 im Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit ergab sich, dass die Gegensätze zwischen den Vorstellungen beider Seiten zum Netzzugang unüberbrückbar waren.

Anlage 3

Regulierung der Strom- und Gasmärkte in europäischen Staaten

Im Folgenden werden Netzzugangssysteme anderer europäischer Staaten in der Strom- und Gaswirtschaft dargestellt, die anders als Deutschland das System des regulierten Netzzugangs gewählt haben. Dabei ist es nicht möglich, eine umfassende Bewertung der vielfältigen Erfahrungen mit den sehr unterschiedlichen Netzzugangssystemen vorzunehmen. Die in den jeweiligen Staaten gewählten Systeme müssen zudem in einen Zusammenhang mit den jeweiligen nationalen energiewirtschaftlichen Strukturen gestellt werden. Dazu bieten die folgenden Abschnitte einige zusammenfassende Informationen.

1. Strom (Frankreich, England und Wales, Niederlande, Norwegen, Österreich, Schweden)

England und Wales[1], Norwegen und Schweden sind als Vergleichsländer für den Strombereich ausgewählt worden, weil sie zu den Vorreitern der Marktöffnung in Europa gehören und bereits über längerfristige Erfahrungen verfügen. Aus dem Kreis der Nachbarländer wurden Frankreich, Niederlande und Österreich betrachtet, die wie Deutschland ihre Energiemärkte erst nach Inkrafttreten der EU-Stromrichtlinie 1996 für Wettbewerb geöffnet haben, und jeweils unterschiedliche Strukturen haben.

[1] Schottland hat ein eigenes Netzzugangssystem.

a) Elektrizitätswirtschaftliche Grunddaten und Marktstruktur

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wesentlichen elektrizitätswirtschaftlichen Grunddaten in den betrachteten Ländern. Deutschland gehört, neben Frankreich, zu den größten Versorgungssystemen und weist wie Frankreich und Österreich eine hohe Leistungsreserve auf.

Wie in Tabelle 2 dargestellt, liegt in England und Wales, Norwegen und Schweden der Beginn der Liberalisierung bereits mehr als 10 Jahre zurück, während Deutschland, Frankreich, Niederlande und Österreich ihre Strommärkte erst in den vergangenen 3 bis 5 Jahren für den Wettbewerb geöffnet haben. Bis auf Frankreich und die Niederlande sind die hier betrachteten Märkte inzwischen zu 100 % für den Wettbewerb geöffnet[2], wobei die Öffnung meist schrittweise erfolgte, zunächst für größere Abnehmer und zum Abschluss für die privaten Haushalte. Zur Zahl der Netzbetreiber ist anzumerken, dass es in Frankreich einen dominanten und zahlreiche sehr kleine lokale Verteilnetzbetreiber, aber keine mittelgroßen regionalen Unternehmen gibt.

[2] In den Niederlanden ist die 100 % Marktöffnung nach den bisherigen Planungen für den 1. Juli 2004 und in Frankreich für den 1. Juli 2007 vorgesehen.

Tabelle 1

Elektrizitätswirtschaftliche Grunddaten ausgewählter europäischer Staaten

	Install. Leistung	Höchst-last	Erzeu-gung	Ver-brauch	Export/Import				
					Export-kapaz.	Import-kapaz.	Import	Export	Netto-export
	MW	MW	TWh	TWh	MW	MW	TWh	TWh	TWh
Deutschland	119 069	85 000	530,5	523,7	16 420	12 710	43,5	44,5	1,0
Frankreich	116 000	77 100	530,7	452,5	11 800	7 550(1)	4,2	72,6	68,4
Großbritannien	79 832	64 300	366,6	375,7	2 000(2)	2 000(2)	10,7	0,3	– 10,4
Niederlande	19 404	15 600	89,8	107,7	4 700	4 700	21,5	4,2	– 17,3
Norwegen	27 634	22 900	120,0	123,7	4 420	3 800	10,7	7,2	– 3,5
Österreich	18 238	9 300	60,5	60,3	3 940	4 180(3)	14,4	14,2	– 0,2
Schweden	31 721	26 800	157,6	150,4	7 690	6 130	11,1	18,5	7,4

(1) Keine realistisch angebbaren Werte für Import aus Schweiz und Italien.
(2) Werte für Import/Export aus/nach Irland werden derzeit geprüft.
(3) Keine realistisch angebbaren Werte für Import aus Schweiz, Slowenien und Italien.
Quellen: UCTE (2001), EURELECTRIC (2001), ETSO (Export und Importkapazitäten: Werktage, Sommer 2003), die Zahlen für Deutschland können aufgrund unterschiedlicher statistischer Abgrenzungen von denen im Hauptbericht unter Abschnitt III.1. genannten abweichen.

Tabelle 2

Marktöffnung, Anzahl Netzbetreiber und Art der Entflechtung

	Beginn Liberalisierung	Marktöffnung (%)	Anzahl Netzbetreiber		Art der Entflechtung	
			Übertragung	Verteilung	Übertragung	Verteilung
Deutschland	1998	100	4	880	Rechtsform	Buchführung
Frankreich	2000	30	1	172	Management	Buchführung
Niederlande	1998	63	1	18	Eigentum	Management
Norwegen	1991	100	1	194	Eigentum	Buchführung
Österreich	1998	100	3	155	Rechtsform	Buchführung
Schweden	1992	100	1	248	Eigentum	Rechtsform
Engl./Wales	1990	100	1	15	Eigentum	Rechtsform

Quellen: 2. Benchmarkingbericht; zu Norwegen: Kema-Consulting.

In allen betrachteten Ländern wurden Strombörsen etabliert. Börsenbasierte Termingeschäfte sind bislang nur in Skandinavien und Deutschland möglich (bis zu drei Jahren im Voraus), während in Großbritannien und in den Niederlanden Terminmarktpreise auf Basis des OTC-Marktes[3] (höchstens zwei Jahre im Voraus) veröffentlicht werden.

Hinsichtlich der Großhandelspreise bilden Deutschland, Frankreich und Österreich de facto ein Marktgebiet, da die Handelspreise an den Börsen der drei Staaten konvergieren.

An allen Börsen, insbesondere aber an der niederländischen APX, sind wiederholt extreme Preisspitzen aufgetreten.

Schaubild 1, S. 48, stellt den Umfang des Börsenhandels (Spot- und Terminmarkt) dem Gesamtverbrauch der einzelnen Länder gegenüber und verdeutlicht die hohe Liquidität der skandinavischen Strombörse NordPool. Demgegenüber ist das Verhältnis von Börsenhandel und Verbrauch in Deutschland und in den Niederlanden deutlich niedriger. Die übrigen Börsen handeln keine nennenswerten Volumina. Man muss allerdings berücksichtigen, dass in den meisten Ländern neben dem standardisierten Börsenhandel der OTC-Markt eine wichtige Rolle spielt. Betrachtet man Börsenhandel und OTC-Markt gemeinsam, würde beispielsweise der britische Großhandelsmarkt inzwischen ein höheres Volumen als der deutsche aufweisen.

[3] Mit dem OTC-Markt (Over-the-counter-Markt) werden bilaterale Handelsgeschäfte bezeichnet, die anders als der Börsenhandel nicht standardisiert sind.

b) Konzentration

In allen betrachteten Märkten haben nach der Marktöffnung Unternehmenszusammenschlüsse zu höherer vertikaler und horizontaler Konzentration geführt. Die höchste Konzentration im Erzeugungsbereich weisen Frankreich (EDF) und Schweden (Vattenfall) mit jeweils etwa 90 % Anteil eines dominierenden Erzeugers an der nationalen Erzeugung auf. Nach Genehmigung der so genannten „Österreichischen Stromlösung“ steht eine ähnlich hohe Konzentration auch in Österreich bevor.

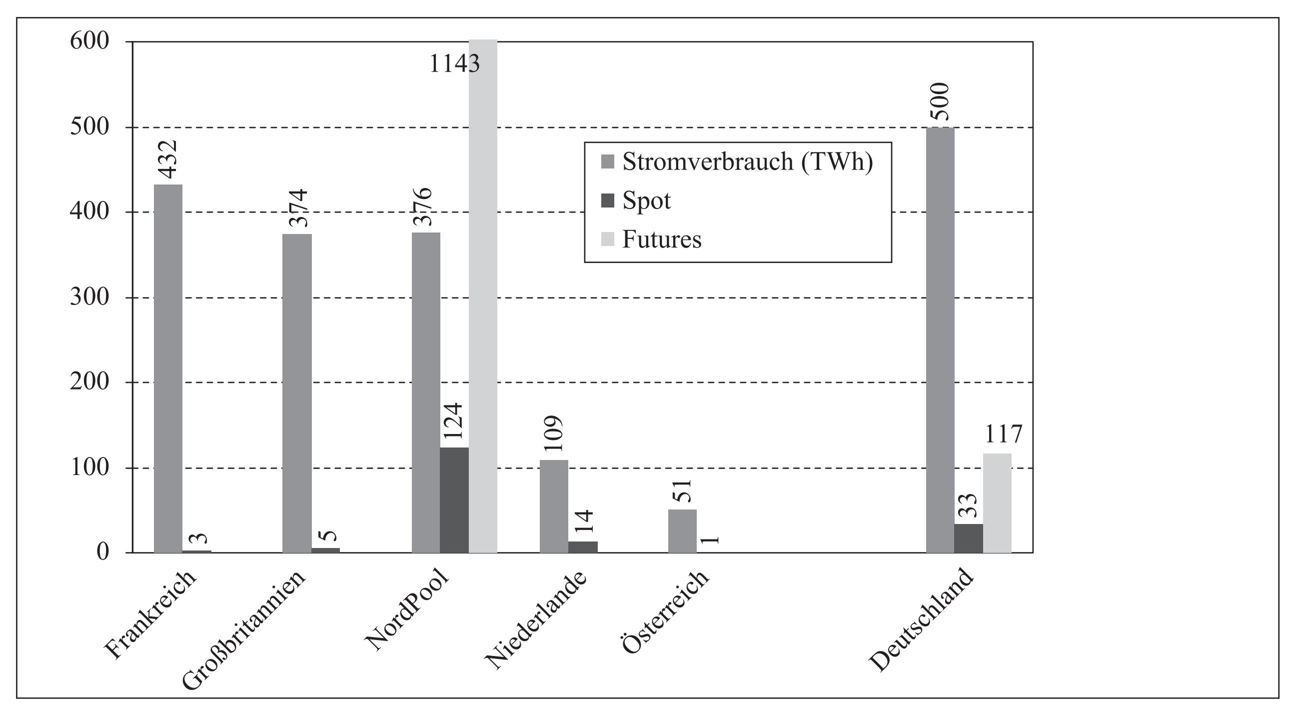
Im Grundsatz kann Wettbewerb auch über Importe gefördert werden. Aus Schaubild 2, S. 48, geht hervor, dass sich das Wettbewerbspotenzial durch Importe in Deutschland sowie auch in Österreich, Schweden und den Niederlande deutlich erhöht.

Bei der Endkundenbelieferung ist die Marktkonzentration in Frankreich und gegebenenfalls demnächst auch in Österreich sehr hoch. Nur in Norwegen und England und Wales ist die Marktkonzentration im Vertrieb vergleichsweise gering. Interessant ist die Entwicklung in England und Wales. Dort nahm die horizontale Konzentration im Erzeugungsbereich Ende der 90er-Jahre deutlich ab. Dies geschah allerdings in Verbindung mit einer zunehmenden vertikalen Integration. Parallel zur Verringerung der Konzentration im Erzeugungsbereich ließ sich eine deutliche Reduzierung der Großhandelspreise beobachten.

Viele Regulierungsbehörden sind bemüht, die Markttransparenz im Großhandelsmarkt durch Bereitstellung von Informationen zu erhöhen. Insbesondere in Skandinavien und Großbritannien werden wesentliche preisrelevante Informationen, wie z. B. prognostizierte und tatsächliche Last, der grenzüberschreitende Austausch sowie geplante und nicht geplante Kraftwerksausfälle, vorab bzw. in Echtzeit veröffentlicht.

Schaubild 1

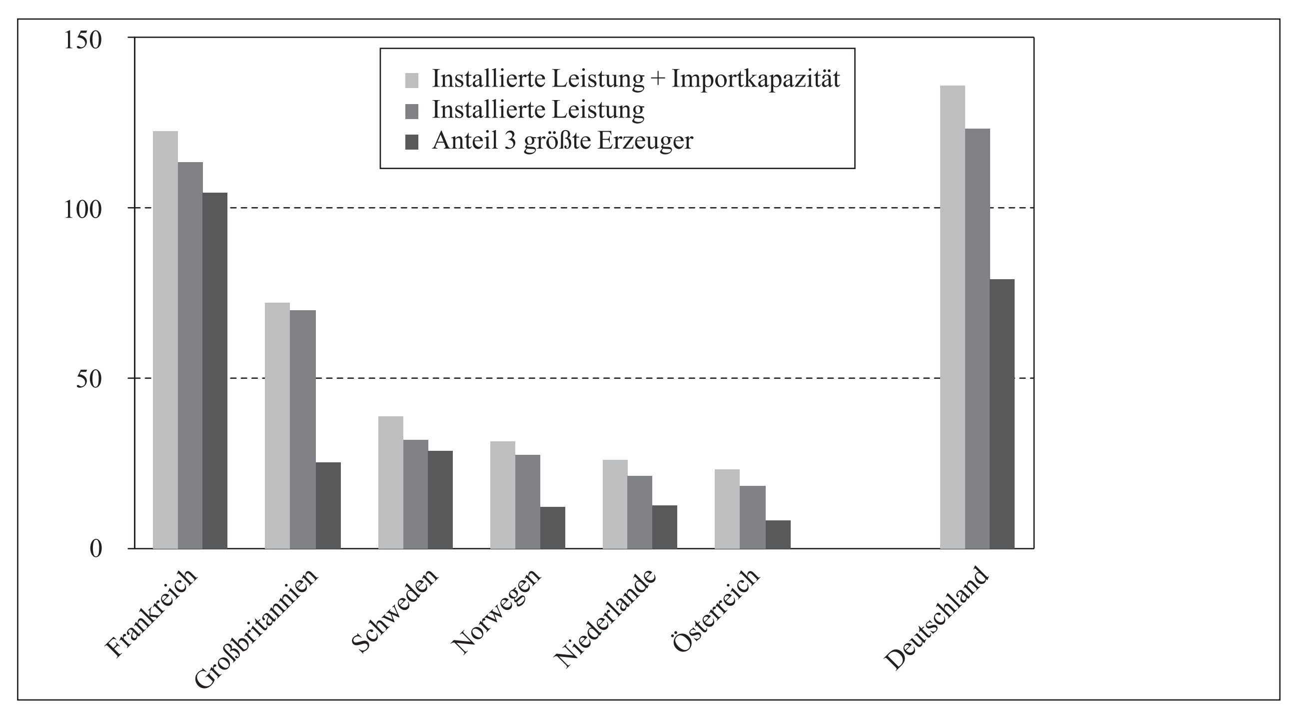
Spot- und Terminhandel (Futures) an europäischen Strombörsen im Vergleich zum Stromverbrauch (2002)



Quelle: KEMA Consulting

Schaubild 2

Konzentration im Erzeugungsbereich und potentieller Importwettbewerb



Quellen: UCTE. 2. Benchmarkingbericht. Zu Norwegen: Kema Consulting

c) Endverbraucherpreise

Ein direkter Vergleich der Endverbraucherpreise ist aufgrund der unterschiedlichen Preisstrukturen und der unterschiedlichen Abnahmecharakteristiken in den einzelnen Ländern mit einer Vielzahl methodischer Probleme verbunden. Hinsichtlich der Eurostat-Statistiken, auf die sich auch die EU-Kommission in ihrem 2. Benchmarking-Bericht gestützt hat, ist fraglich, inwieweit die erfassten Preisdaten die Marktsituation insbesondere in den Ländern, die ihre Märkte weitgehend geöffnet haben, realistisch widerspiegelt. So weisen die Eurostat-Zahlen für Deutschland für den Durchschnittshaushalt (3 500 kWh Jahresverbrauch) die durch die Marktöffnung erreichten Preissenkungen bis zum Jahr 2000 überhaupt nicht aus, da bisher nur Tarifpreise erfasst worden sind. Fraglich ist auch, inwieweit sich Eurostat im Industriekundenbereich auf tatsächliche Marktpreise stützen kann.

Darüber hinaus hängt die Preisentwicklung in Strommärkten von allgemeinen Marktbedingungen ab. So sind zum Beispiel die Strompreise in Norwegen, das den Strommarkt seit langem geöffnet hat, im letzten Winter aufgrund der Trockenheit und der damit verbundenen Kapazitätseinschränkungen der Wasserkraftwerke für alle Verbrauchergruppen stark angestiegen. Dies entspricht einer normalen Marktreaktion.

d) Regelenergiemarkt, Bilanzausgleich und Energiebeschaffung zum Ausgleich von Netzverlusten

Die Definitionen und Einsatzanforderungen hinsichtlich der verschiedenen Arten von Regelenergie unterscheiden sich zum Teil deutlich zwischen den Ländern. Wie Deutschland folgen Österreich und die Niederlande den UCTE-Regeln, so dass diese Länder hinsichtlich der Einteilung in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung („Minutenreserve“) am ehesten miteinander vergleichbar sind. Im Folgenden wird nur auf die wirtschaftlich bedeutende Tertiärregelung bzw. die entsprechende Regelenergieart der anderen Länder abgestellt.

Für diese, am ehesten für eine marktnahe Beschaffung geeignete Regelenergieart haben mittlerweile alle betrachteten Länder marktorientierte Verfahren eingeführt. Anders als in Deutschland werden dabei in einigen Ländern Leistung und Arbeit getrennt beschafft. Die Leistung wird zum Beispiel in Norwegen über einen Optionsmarkt, in Österreich über Market Maker[4] und in den Niederlanden über jährliche Ausschreibungen beschafft. Hierbei erfolgt die Beschaffung der Leistungsreserven grundsätzlich vor dem Zeitpunkt der Angebotsabgabe am Spotmarkt, während Preisangebote für Regelarbeit erst nach dem Schluss des Spotmarktes verbindlich abzugeben sind. Diese Möglichkeit der kurzfristigen Beteiligung erhöht die Zahl der Anbieter und somit den Wettbewerb für Regelenergie. In Schweden, Frankreich und Großbritannien wird nur die geleistete Regelarbeit vergütet.

Die betrachteten Regelenergiemärkte weisen unterschiedlich strenge Anforderungen hinsichtlich der technischen Kriterien in der Präqualifikation der Bieter und der minimalen Losgrößen auf (vgl. Tabelle 3). In der Praxis treten in allen betrachteten Märkte hohe und teilweise sehr volatile Regelenergiepreise auf. Dies galt insbesondere für den britischen Regelenergiemarkt, wo sich insbesondere Netznutzer, die ihr Einspeiseverhalten weniger flexibel steuern können, über ungerechtfertigte Preisentwicklungen aufgrund des 2001 eingeführten Handelssystems NETA beklagten. Nach einer Änderung des Preissystems Anfang 2003 sind jedoch deutlich reduzierte Preise zu beobachten.

4 Für die Sicherstellung des Angebots an Ausgleichsenergie in der Regelzone können gegebenenfalls „Market Maker“ eingeführt werden, die sich für einen bestimmten Zeitraum zur Stellung von Angeboten verpflichten

Tabelle 3

Bilanzausgleich und Regelenergiemärkte

	DE	FR	GB	NL	NO	AU	SW
Fahrplanänderungen	Vortag	1–6 h (viermal pro Tag)	1 h	1 h	1 h	1:45 h	2,5 h
Angebot Leistungspreis	Vor Spotmarkt	–	–	Vor Spotmarkt(1)	Vor Spotmarkt(1)	Vor Spotmarkt(1)	–
Angebot Arbeitspreis		Nach Spotmarkt	Nach Spotmarkt	Nach Spotmarkt	Nach Spotmarkt	Nach Spotmarkt	Nach Spotmarkt
Losgrößen	30 MW	10 MW	–	5 MW	25 MW	10–50 MW	10 MW

(1) Separates Produkt (Reserveverträge/NL, Optionsmarkt/NO, Market Maker/AU)]
Quelle: KEMA Consulting

e) Lieferantenwechsel und Kunden mit kleinen Verbrauchsmengen

Längere Erfahrungen mit dem Lieferantenwechsel von Kleinkunden gibt es bisher nur in England und Wales und den skandinavischen Ländern, wobei dort die Einbeziehung der Haushaltskunden in den Wettbewerb de iure oder de facto nicht unmittelbar mit Beginn der Marktöffnung, sondern schrittweise erfolgte. In Deutschland ist der Markt für Haushaltskunden effektiv seit dem Jahr 2000 (VV Strom II), in Österreich seit Oktober 2001 geöffnet, in Frankreich und den Niederlanden noch überhaupt nicht. Die Wechselrate von Kleinkunden ist in den bereits länger geöffneten Märkten England und Wales und Norwegens höher als in Deutschland oder Österreich. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass beispielsweise in Deutschland rund 30 % der deutschen Haushalte zu einem günstigeren Tarif ihres alten Lieferanten gewechselt haben. Auf der anderen Seite haben in England und Wales aggressive und teilweise unlautere Werbekampagnen einzelner Anbieter den Ruf nach verstärktem Verbraucherschutz ausgelöst und die Regulierungsbehörde zu entsprechenden Maßnahmen veranlasst.

Im Gegensatz zu Deutschland liegen in den meisten betrachteten Ländern Standardverträge für die Netznutzung vor. Andererseits existieren auch im Ausland Probleme mit Haftungsfragen oder der Belieferung von Kunden mit Zahlungsschwierigkeiten, für die teilweise der Einsatz spezieller Lieferanten vorgesehen ist.

Funktionierende Lastprofilverfahren sind für den Wettbewerb im Massenkundenmarkt von fundamentaler Bedeutung. Wie aus Tabelle 4 ersichtlich, haben sich die betrachteten Länder auf ein jeweils landeseinheitliches Verfahren festgelegt, wobei entweder so genannte „area profiles“ (analytisches Verfahren) oder Standardlastprofile (synthetisches Verfahren) eingesetzt werden. In Deutschland sind nach der geltenden VV beide Verfahren möglich.

Die meisten Länder sind bestrebt, Standards für die informationstechnische Umsetzung sowie für die Datenkommunikation durchzusetzen. Ähnlich wie in Deutschland gibt es in allen Ländern Probleme bei der Bewältigung der Datenmengen im Massengeschäft sowie der Organisation des Wechselprozesses, und zwar unabhängig von der Einrichtung einer zentralen Clearingstelle.

2. Erdgas (Niederlande, England und Wales, Österreich, Italien, Frankreich)

Die Öffnung des Gassektors ist in Europa im Vergleich zum Strommarkt bisher insgesamt weniger weit vorangekommen. Mit Ausnahme von England und Wales, wo erste Liberalisierungsschritte bereits in den 80er Jahren einsetzten und der Markt seit 1998 auch für Haushaltskunden effektiv geöffnet ist, können die Auswirkungen der Marktöffnung in anderen Ländern und der dort regulatorisch vorgegebenen Marktregeln noch nicht verlässlich beurteilt werden.

Beim Vergleich der Netzzugangssysteme in anderen Ländern mit der Situation in Deutschland müssen darüber hinaus die unterschiedlichen physischen Ausgangssituationen und Marktstrukturen in den einzelnen Ländern berücksichtigt werden, ein Gesichtspunkt, der beispielsweise auch im 2. Benchmarkingbericht der EU-Kommission weitgehend außer acht gelassen wird.

Tabelle 4

Lastprofile und Standardisierung des Lieferantenwechsels

	Lastprofilverfahren	Dauer des Wechselvorgangs	Einsatz von Standards	Zentrales Clearing
Deutschland	Standardlastprofile und Area Profile	1 Monat	Nein, nur Empfehlung	Nein
Frankreich	–	–	–	–
England & Wales	Standardlastprofile	≤ 28 Tage	Ja	Ja
Niederlande	Standardlastprofile[1]	5 Werktage	Ja	Ja
Norwegen	Area Profile	3–5 Wochen	Ja	Nein
Österreich	Standardlastprofile	8 Wochen	geplant	Ja
Schweden	Area Profile	1 Monat	Ja	Nein

[1] geplant;
Quellen: Eurelectric, KEMA Consulting

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden wesentliche Elemente von Gasversorgungssystemen einiger ausgewählter europäischer Länder dargestellt. Bei dieser Auswahl wurde berücksichtigt:

– England und Wales besitzen die längste Erfahrung mit der Einführung von Wettbewerb im Gassektor, weisen allerdings deutlich andere Marktstrukturen als Deutschland auf. 100 %-ige Marktöffnung besteht seit 1998.

– Die Niederlande sind eng mit der deutschen Gaswirtschaft verwoben und ein wichtiger Gaslieferant für Deutschland. Darüber hinaus existieren dort wie in Deutschland unterschiedliche Gasqualitäten (H- und L-Gas). Die Marktöffnung erfolgt seit 2001 in drei Schritten. Zurzeit sind etwa 60 % geöffnet, für 2004 ist die vollständige Öffnung vorgesehen.

– Österreich weist ähnliche Marktstrukturen wie Deutschland auf. Allerdings ist in Österreich nur eine Gasqualität vorherrschend. Seit Oktober 2002 ist der Markt für alle Kunden geöffnet.

– Italien weist im Verteilnetzbereich teilweise ähnliche Marktstrukturen wie Deutschland auf. Darüber hinaus erfolgt die Einspeisung in das Ferngassystem auch in Italien aus unterschiedlichen Richtungen, nämlich aus Algerien, Nordeuropa und Russland. Die vollständige Marktöffnung trat 2003 in Kraft.

– In Frankreich werden verschiedene Gasqualitäten eingesetzt. Anders als in Deutschland gibt es mit der Gaz de France (GdF) einen dominierenden Marktteilnehmer im staatlichem Besitz. Frankreich hat die Marktöffnung auf die EU-Mindestanforderungen begrenzt, das heißt, zurzeit können nur Großkunden, die zusammen 20 % des Marktes ausmachen, ihren Lieferanten frei wählen.

a) Rahmenbedingungen, Grunddaten

(1) Aufkommen und Verbrauch

England und Wales haben den größten nationalen Erdgasverbrauch in der EU mit ca. 91 Mrd. m³/a – gefolgt von Deutschland mit etwa 83 Mrd. m³/h, Italien mit ca. 71 Mrd. m³/a, den Niederlanden mit ca. 46 Mrd. m³/a und Frankreich mit ca. 42 Mrd. m³/a. Österreich ist ein vergleichsweise kleiner Markt mit einem jährlichen Gasverbrauch von ca. 9 Mrd. m³/a.

Deutschland, Italien und Österreich decken jeweils zu etwa 20 %, Frankreich lediglich zu 5 %, den Gasbedarf aus einheimischen Quellen. Die verbleibenden Mengen werden aus Russland, Norwegen und den Niederlanden importiert, in Italien und Frankreich auch aus Nordafrika. Frankreich ist der größte LNG-Importeur[5] in Europa. England und Wales sowie die Niederlande sind Netto-Exportländer. England und Wales werden nach vorliegenden Prognosen ab 2006 wegen der zunehmenden Erschöpfung der Lieferquellen aus der Nordsee zu Netto-Importeuren werden. Dies wird nachhaltige Konsequenzen für die Markt- und Versorgungssituation der EU haben. In den Niederlanden steigt insbesondere zur Schonung einheimischer Quellen der Importanteil kontinuierlich an.

In den betrachteten Ländern ist mit Ausnahme Frankreichs der Anteil des Gasverbrauchs für die Stromerzeugung (ca. 25 bis 35 %) größer als in Deutschland. Eine wichtige Rolle spielt das Gas überall im Bereich der Raumwärmeerzeugung. Besonders hervorzuheben sind hier die Niederlande: dort nutzen fast alle Haushalte zur Wärmeversorgung Erdgas. In den anderen Ländern spielt nach wie vor Öl eine wichtige konkurrierende Rolle.

(2) Preise

Für einen internationalen Vergleich von Gaspreisen gelten im Prinzip die gleichen Vorbehalte wie bei den Strompreisen. Hinzu kommt, dass mit Ausnahme von England und Wales bisher noch kaum Erfahrungen mit einer effektiven Marktöffnung vorliegen, die sich in der Preisentwicklung niederschlagen könnten. Die Eurostat-Daten, auf die sich der 2. Benchmarking-Bericht der EU-Kommission stützt, zeigen, dass in allen importabhängigen Ländern die Gaspreise aufgrund der Ölpreisentwicklung ab 2000 kräftig angestiegen und danach wieder etwas zurückgegangen sind. Dies entspricht der Entwicklung, die für Deutschland in Abschnitt III. des Hauptberichts beschrieben ist und ist auch auf dieselben Ursachen (Preisindexierungen) zurückzuführen. Das Preisniveau liegt in den Niederlanden und in England und Wales aufgrund des hohen Anteils heimischer bzw. nahe gelegener Quellen am Gasaufkommen deutlich unter dem der anderen Länder.

(3) Struktur der Transport- und Verteilnetze

Die Transportnetze in England und Wales sowie in den Niederlanden werden durch jeweils einen Transportnetzbetreiber betrieben. In Österreich, Italien und Frankreich existieren neben einem dominierenden noch weitere Transportnetzbetreiber, wobei diese entweder nicht mit dem Hauptnetz verbundene Gebiete versorgen oder so an das System des führenden Transportnetzbetreibers angeschlossen sind, dass keine handelsbeschränkenden technischen Restriktionen bestehen. Eine vergleichbare Situation wie in Deutschland mit mehreren Transportnetzbetreibern, deren Netze teilweise parallel verlaufen und der Transport unterschiedlicher Erdgasqualitäten bei begrenzten Austauschkapazitäten findet sich in dieser Form in den anderen Ländern nicht.

Die Verteilnetze in England und Wales sind in Besitz des vollständig privatisierten Übertragungsnetzbetreibers Transco und werden durch diese betrieben. In den Niederlanden, Österreich und Frankreich existieren jeweils etwas mehr als 20 lokale Verteilnetzbetreiber, wobei in Frankreich 95 % des Verteilnetzes vom Staatsunternehmen GdF betrieben werden, das auch Transportnetzbetreiber ist. Dagegen ist die Verteilnetzebene in Italien mit ca. 750 lokalen privaten und kommunalen Netzbetreibern mit der entsprechenden Struktur in Deutschland durchaus vergleichbar.

(4) Gasqualitäten

In England und Wales, Italien und mit Ausnahme einiger „Inselgebiete“ auch in Österreich wird jeweils nur eine Gasqualität verwendet. Das Problem, unterschiedliche Gasqualitäten in zusammenhängenden Netzen zu transportieren, stellt sich außer in Deutschland auch in den Niederlanden und in Frankreich.

Das niederländische Gasversorgungsnetz ist L- und H-Gasbereiche unterteilt. Der nationale Transportnetzbetreiber

[5] LNG: Liquefied Natural Gas, Flüssiggas

GTS ist für die Organisation des Gasqualitätsmanagements verantwortlich. Hierzu nutzt GTS Misch- und Konversionsanlagen mit hoher Kapazität und gibt den Einspeisern Qualitätsbandbreiten vor. Aufgrund der großen physischen Konversionskapazitäten existiert ein hohes Maß an Interoperabilität zwischen den L- und H-Gas-Netzbereichen.

In Frankreich werden L-Gas und H-Gas in separaten Netzen transportiert. Innerhalb der H-Gas-Netze gibt es ähnlich wie in Deutschland unterschiedliche Qualitätszonen, die weitgehend separat betrieben werden.

(5) Untergrundspeicher

Die Speicherstandorte sind in England, in den Niederlanden, in Österreich und in Italien relativ stark räumlich konzentriert, in Frankreich und noch stärker in Deutschland sind die Speicherstandorte dagegen regional verteilt.

Wie Tabelle 5 zeigt, kann in den importabhängigen Ländern Österreich, Italien, Frankreich und Deutschland ein relativ hoher Anteil des Jahresabsatzes in Untergrundspeichern gespeichert werden, was den weitgehenden Ausgleich der jahreszeitlichen Bedarfsschwankungen ermöglicht. Die Importe erfolgen überwiegend in Form von Bandlieferungen.

In England und Wales und in den Niederlanden sind aufgrund der hohen Flexibilität der inländischen Förderung Untergrundspeicher von geringerer Bedeutung für den Ausgleich von Bedarfsschwankungen.

In allen Ländern ist die Unternehmenskonzentration hinsichtlich des Speichermarkts deutlich höher als in Deutschland.

(6) Verfügbare Handelspunkte

In England und Wales sowie den Niederlanden fungiert das gesamte Transportnetz jeweils als ein nationaler virtueller Handelspunkt (NBP, Notional Balancing Point in England bzw. TTF, Title Transfer Facility in den Niederlanden). Das heißt, Gas, das ins Netz eingespeist ist, kann praktisch ohne Restriktionen gehandelt und weiterverkauft werden. Dadurch entsteht ein großes potenzielles und tatsächliches Handelsvolumen. In Italien ist ein ähnliches System vorgesehen, jedoch noch nicht umgesetzt.

Daneben haben sich in Europa mehrere unabhängige physische Handelspunkte an Netzknotenpunkten bzw. Importstellen entwickelt, an denen – allerdings meist noch in geringem Umfang – Handelsgeschäfte getätigt werden. Dazu gehören Zeebrügge in Belgien, Bunde an der niederländisch-deutschen Grenze sowie Baumgarten in Österreich.

b) Wichtige Elemente der Netzzugangsregelungen

Die in den hier betrachteten Ländern von den Regulierungsbehörden in enger Zusammenarbeit mit der Gaswirtschaft und den Transportkunden entwickelten Regelungen für den Gasnetzzugang zielen darauf ab, einen möglichst einheitlichen nationalen Marktplatz für Gas herzustellen. In England und Wales, in den Niederlanden und Italien wurde jeweils eine landesweite Regelzone realisiert. Regelzonen sind Netzgebiete, in denen die einzelnen Handelsgeschäfte und Lieferungen für die Abwicklung problemlos gebündelt und gegeneinander saldiert werden können. Das österreichische Gastransportnetz besteht aus drei Teilgebieten, die untereinander keine Leitungsverbindungen besitzen. In Österreich wurden daher drei Regelzonen eingerichtet, von denen die größte jedoch den größten Teil des nationalen Marktes umfasst. Das französische Gastransportnetz wurde aufgrund von Netzrestriktionen und unterschiedlicher Gasqualitäten in fünf Teilgebiete unterteilt.

In den betrachteten Ländern werden auf der Transportebene (=Ferngasstufe) – anders als bisher in Deutschland – örtlich differenzierte Netznutzungsentgelte mithilfe von Punktmodellen festgelegt. Die Entgelte werden jeweils in der Form von Einspeise- und Ausspeiseentgelten („Entry- und Exit-Entgelte“) festgelegt. Tarifiert wird also nicht die Nutzung bzw. Kapazitätsbuchung auf einem bestimmten Leitungspfad, sondern der jeweilige Ein- und Ausspeisepunkt. Zusätzlich ist in der Regel noch ein Systementgelt zu zahlen.

Tabelle 5

Untergrundspeicher

Land	Verhältnis Speicherkapaziät (Arbeitsgas) zu Jahresverbrauch	Konzentration des Speicherangebots
England und Wales (plus LNG-Speicher)	ca. 8 %	2 Speicherbetreiber im Verhältnis 90/10
Niederlande (plus ein LNG Terminal)	ca. 11 %	2 Speicherbetreiber im Verhältnis 90/10
Österreich	ca. 33 %	2 Speicherbetreiber im Verhältnis 75/25
Italien	ca. 21 %	98 % der Speicherkapazität betreibt eine Gesellschaft
Frankreich (plus LNG-Speicher)	ca. 25 %	2 Speicherbetreiber im Verhältnis 80/20
Deutschland	ca. 21 %	80 % der Speicherkapazität betreiben 5 importierende Gasgesellschaften

Quelle: BET

Die Tarifierung erfolgt kostenorientiert, das heißt die Summe der Einnahmen des Netzbetreibers muss die Kosten des Netzes (einschließlich angemessener Kapitalverzinsung) decken. Das Verhältnis zwischen Einspeise- und Ausspeiseentgelten wird in der Regel durch die Regulierungsbehörde vorgegeben (in Italien zum Beispiel 50:50). Die zahlreichen Ausspeisepunkte werden häufig zu Zonen gruppiert, in denen jeweils derselbe Tarif gilt. So werden zum Beispiel in Italien die insgesamt 7 280 Ausspeisepunkte zu 17 Exit-Tarifzonen zusammengefasst.

Bei der Kalkulation der Ausspeisetarife werden Gesichtspunkte wie die durchschnittliche Transportentfernung des Gases (entsprechend der tatsächlichen Lastflüsse) zu dem jeweiligen Ausspeisepunkt berücksichtigt.

In den betrachteten Ländern befindet sich das Transportnetz zum überwiegenden Teil in der Hand jeweils nur eines Netzbetreibers. Soweit neben dem dominierenden Transportnetzbetreiber noch andere Transportnetze existieren, sind diese von untergeordneter Bedeutung. Ihre Betriebsweise ist entweder unabhängig vom oder mit dem dominierenden Netzbetreiber abgestimmt, so dass in diesen Ländern ein einheitlich betriebenes Transportnetz anzutreffen ist. Die dominierenden Transportnetzbetreiber stehen bzw. standen bis zur Liberalisierung überdies z. T. im Eigentum des jeweiligen Staates. In Deutschland hingegen existieren fünf große Transportnetzgesellschaften mit z. T. parallelen Netzen und einer Vielzahl von unterlagerten regionalen und lokalen Netzbetreibern. Die Herstellung eines einheitlichen Marktgebietes stellt sich in Deutschland daher schwieriger dar.

In England und Wales, in Italien und in Österreich ist im größten Teil des Netzes nur eine Gasqualität vorhanden. Hingegen sind in Frankreich und den Niederlanden wie in Deutschland unterschiedliche Gasqualitäten anzutreffen, die im Wesentlichen in die Bereiche H- und L-Gas einzuordnen sind. In Frankreich bildet die Gasqualität ein Merkmal zur Abgrenzung von Regelzonen. In den Niederlanden werden die H- und L-Gasbereiche für Zwecke des Handels und des Bilanzausgleichs in eine Zone zusammengefasst, jedoch ist beim Übergang von H- zu L-Gas eine separate Konversionskapazität zu buchen und zu zahlen. Da in den Niederlanden eine ausreichend hohe Konversionskapazität besteht, sind hier keine den Handel begrenzenden Engpässe aufgetreten. Im deutschen Gastransportnetz sind verschiedene Gasqualitätsgebiete anzutreffen, zwischen denen nur eine begrenzte direkte oder indirekte Austauschkapazität besteht. Unterschiedliche Gasqualitäten stellen daher in Deutschland ein Problem hinsichtlich der Interoperabilität von Netzen dar.

In allen betrachteten Ländern müssen die Netzkunden Kapazitäten fest buchen. Gasnetze unterscheiden sich in dieser Hinsicht erheblich von Stromnetzen, in denen eine separate Buchung der Kapazität meist entbehrlich ist. Bei der Kapazitätsvergabe sind jedoch sehr unterschiedliche Systeme anzutreffen. Insbesondere beim Beginn der Marktöffnung wird bestehenden Lieferverpflichtungen und der physischen Versorgung der Endkunden z. T. formell eine höhere Priorität eingeräumt als dem kurzfristigen Handel.

In allen betrachteten Ländern werden Bilanzabweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung aller Einzelgeschäfte von Händlern über die gesamte Regelzone saldiert.

Die Bilanzierungsperiode beträgt meist einen Tag. Ergänzend hierzu wird teilweise die Einhaltung eines stündlichen Toleranzbandes gefordert.

Die Bereitstellung der Regelenergie ist in England und Wales und Österreich marktwirtschaftlich organisiert. Die über Ausschreibungen erzielten Preise bilden auch die Grundlage für die Abrechnung der Ausgleichsenergie. In den Niederlanden existiert eine Handelsplattform für den Ausgleich von Bilanzabweichungen. Voraussetzung für eine marktwirtschaftliche Organisation ist ein liquider Markt für Regelenergiedienstleistung. In Ländern wie Italien und Frankreich ist der Regelenergiemarkt noch monopolistisch organisiert und untersteht der Kontrolle des Regulators.

Der Speicherzugang ist in den betrachteten Ländern unterschiedlich organisiert. Zu Beginn der Marktöffnung wird der Speicherzugang meist reguliert. In England und Wales hat man den Speicherzugang im Zuge der Entwicklung eines liquiden Marktes später dann freigegeben.

Die Netzzugangsregeln wurden in allen betrachteten Ländern in verschiedenen Schritten modifiziert. Die Netzzugangsregeln wurden in einzelnen Ländern z. T. detailliert in Gesetzen oder Verordnungen festgelegt, in anderen Ländern durch den Regulator selbst. In allen Fällen war jedoch der Regulator an der Festlegung der Regelungen maßgeblich beteiligt. Aufgabe des Regulators ist auch Einbindung von Netzbetreibern und Netzkunden in den Prozess der Regelfindung.

3. Beschreibung der Regulierungsstruktur

Die für Strom und Gas weitgehend identischen Regulierungsstrukturen und -methoden erlauben eine gemeinsame Darstellung. Dabei werden wesentliche Aspekte für den Strombereich dargestellt und für den Gasbereich nur abweichende Regeln erläutert.

a) Institutionelle Struktur europäischer Regulierungsbehörden

Alle betrachteten Staaten haben sektorspezifische Einrichtungen zur Regulierung der Strom- und Gasmärkte eingerichtet. Diese sind teilweise den zuständigen Ministerien untergeordnet, hinsichtlich ihrer Tätigkeit und Entscheidungskompetenzen jedoch weitgehend unabhängig.

In den meisten Staaten wird die Regulierung als eine Aufgabe der Bundesebene angesehen. In Österreich besteht eine Arbeitsteilung zwischen der als Entscheidungsinstanz agierenden Energie-Kontroll-Kommission (ECK) sowie der im Wesentlichen auf administrative und vorbereitende Aufgaben beschränkten E-Control (ECG). Auch hier sind beide Institutionen auf Bundesebene angesiedelt, um einheitliche Marktregeln und Regulierung zu gewährleisten.

Nachdem einige Staaten die Regulierung der Strom- und Gasmärkte anfangs getrennt hatten, wurden die entsprechenden Zuständigkeiten mit Ausnahme Norwegens inzwischen zusammengefasst. Dies beruhte insbesondere darauf, dass sich grundlegende Fragestellungen und Aufgaben in beiden Bereichen nur im Detail unterscheiden und daher auch weitgehend ähnliche Regulierungsmethoden eingesetzt werden. In einigen Ländern ist die Regulierung von Strom und Gas auf bestehende Behörden übertragen worden: in den Niederlanden auf die Wettbewerbsbehörde, in Schweden auf eine bestehende Energieaufsichtsbehörde und in Norwegen auf die Wasserressourcenbehörde. Die Personal- und Finanzausstattung der jeweiligen Behörden ist sehr unterschiedlich.

Tabelle 6

Europäische Regulierungsbehörden im Vergleich

Land	Organisation	Zuständigkeit		Budget		Mitarbeiter
		Strom	Gas	Mio. €	k€/TWh (1)	
A	ECK, ECG	✓	✓	10,8	150	67
F	CRE	✓	✓	14,3	30	96
GB	OFGEM	✓	✓	40	110	336
I	AEEG	✓	✓	25	60	112
N	NVE	✓	–	ca. 5(2)	ca. 40(2)	ca. 50(3)
NL	DTe	✓	✓	8,7	60	55
S	STEM	✓	✓	4	20	39(3)

(1) Spezifische Kosten pro TWh Jahresinlandsverbrauch.
(2) Geschätzt (Anteil Mitarbeiter Energieregulierung).
(3) Nur Energieregulierung.
Quellen: Commission de régulation de l'électricité, Rapport d'activité 2003; NVE

Das Personal der Regulierungsbehörden umfasst in der Regel neben Verwaltungsfachleuten und Juristen vor allem auch technische, ökonomische und kaufmännische Experten. Für die als Behörden strukturierten Institutionen gestaltet es sich dabei oft schwierig, ausreichend qualifiziertes Personal zu beschäftigen.

b) Allgemeine Kompetenzen und Zuständigkeitsbereiche

Grundsätzlich lassen sich drei Kernbereiche der technischen und wirtschaftlichen Regulierung unterscheiden: Regulierung der Netznutzungsentgelte, der Bereich der Marktregeln und Qualitätsregulierung[6]. Die Marktregeln umfassen Anschluss- und Nutzungsbedingungen in Bezug auf die Energieversorgungsnetze und Gasspeicher, den Bilanzausgleich und das Engpassmanagement.

Wesentliche Aufgaben der Regulierung der Netznutzungsentgelte, insbesondere die Vorgabe von Kalkulationsprinzipien und die Qualitätsregulierung, unterliegen der Kompetenz der Regulierungsbehörde. In mehreren Ländern ist die Regierung berechtigt, gewisse Grundsätze der Regulierung der Netznutzungsentgelte vorzugeben. Die Ausgestaltung und die förmliche Entscheidung sind dagegen, mit Ausnahme Frankreichs, Aufgabe der Regulierungsbehörde. Die Berechnung der zulässigen Erlöse sowie die Entwicklung von Tarifstrukturen und allgemeiner Standardverträge obliegen dagegen im Allgemeinen den jeweiligen Netzbetreibern. Allgemeine und technische Marktregeln werden zumeist von den Marktteilnehmern entwickelt sowie nach Überprüfung und gegebenenfalls Änderung von der Regulierungsbehörde genehmigt.

c) Anreize zur Kostenreduzierung und Effizienzsteigerung

Die Preisgünstigkeit der Stromversorgung ist eines der wesentlichen Ziele der Regulierung. Hieraus folgt der Grundsatz, dass sich die Netznutzungsentgelte an den Kosten einer effizienten Leistungsbereitstellung orientieren müssen. Insbesondere bei vertikal integrierten Unternehmen ist auch das Risiko möglicher Quersubventionierungen von Wettbewerbsbereichen und daraus folgenden Wettbewerbsverzerrungen zu beachten.

Um eine sachgerechte Kostenzuordnung zu erreichen, haben verschiedene Regulierungsbehörden zum Teil detaillierte Richtlinien erarbeitet und überprüfen die Einhaltung der geltenden Vorschriften zumindest in Einzelfällen.

Mit Ausnahme Frankreichs haben alle betrachteten Länder Bestandteile einer Anreizregulierung eingeführt, die den Netzbetreibern durch die Einräumung zusätzlicher Gewinnmöglichkeiten Anreize für eine Steigerung der Effizienz geben sollen. Die meisten Regulierungsbehörden legen Preis- und/oder Erlösobergrenzen (price bzw. revenue caps) im Voraus fest. Auch in Schweden erfolgt trotz einer Ex-post Regulierung de facto ex-ante eine Veröffentlichung der von der Regulierungsbehörde erwarteten Produktivitätssteigerungen.

[6] Unter Qualitätsregulierung sind in diesem Zusammenhang z. B. Maßnahmen zur Beobachtung der langfristigen Versorgungssicherheit sowie administrative und finanzielle Maßnahmen zur Sicherstellung und Verbesserung der Versorgungsqualität zu verstehen, im Gegensatz zur Vereinbarung allgemeiner technischer (Industrie-) Standards.

Tabelle 7

Wesentliche Elemente der Preisregulierung

	Kostenzuordnung	Anreizregulierung		Effizienzbeurteilung
		Methode	Ex-ante/-post	
Frankreich	Vorgabe u. Kontrolle	–	(Ex-ante)	Investitionsprüfung
England u. Wales	Prinzipien	Erlösobergrenze	Ex-ante	Benchmarking + Invest.-prüfung
Niederlande	Vorgabe(1) u. Kontrolle	Preisobergrenze	Ex-ante	Benchmarking
Norwegen	Vorgabe u. Kontrolle	Erlösobergrenze	Ex-ante	Benchmarking
Österreich	Vorgabe(1) u. Kontrolle	Erlösobergrenze	Ex-ante	Benchmarking
Schweden	Vorgabe u. Kontrolle	Erlösobergrenze	Ex-post	Netzmodell + Standardkosten

(1) In Entwicklung
Quelle: KEMA-Consulting

Zur Beurteilung der Effizienz einzelner Unternehmen nutzen die Regulierungsbehörden technisch-ökonomische Vergleichsanalysen (sogenanntes Benchmarking). Derartige Vergleiche sind meist auf Verteilnetze begrenzt, da eine ausreichende Anzahl von Vergleichsunternehmen erforderlich ist. Zum Teil werden bei der Effizienzbeurteilung Kapitalkosten und laufende Kosten getrennt voneinander betrachtet (zum Beispiel in Frankreich und Großbritannien), zum Teil wird auf die Gesamtkosten abgestellt[7]. Dabei entfällt insbesondere in Ländern wie Norwegen und Österreich, in denen es wie in Deutschland viele Netzbetreiber gibt, durch die Betrachtung der Gesamtkosten eine aufwändige Prüfung einzelner Investitionen. In Schweden soll die Effizienz der Netzbetreiber in Zukunft durch ein idealisiertes Netzmodell sowie durch die Verwendung von Standardkosten beurteilt werden.

Allgemein sind die Kalkulationsrichtlinien weniger detailliert und komplex als der deutsche Kalkulationsleitfaden. Einheitliche Verfahren der Kostenkalkulation sind nicht feststellbar. Anlagekapital und Abschreibungen werden in den betrachteten Ländern teilweise auf Basis historischer Kosten und teilweise auf Grundlage von Tagesneuwerten bewertet. Durch eine entsprechende Verwendung nominaler bzw. realer Zinssätze wird in jedem Falle ein Inflationsausgleich sichergestellt. Die zulässige Verzinsung des Fremd- und Eigenkapitals ist zwar überwiegend am Kapitalmarkt orientiert, jedoch unterscheiden sich die Ansätze im Einzelnen erheblich. Schließlich nutzen einige Länder die tatsächliche Kapitalstruktur, während in anderen Ländern ein standardisiertes Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital vorgegeben wird.

7 Dies erfordert u. a. weniger weitreichende Eingriffe in die unternehmerische Entscheidungsfreiheit.

d) Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit

Die Fragen der Versorgungsqualität und -sicherheit erfahren international zunehmende Aufmerksamkeit. Der Schwerpunkt der Erörterungen liegt bei der Frage der Sicherstellung bzw. Erhöhung der Zuverlässigkeit und Qualität der Stromnetze.

Bei der Bewertung dieser Diskussion und der im Einzelnen getroffenen Maßnahmen ist die in den jeweiligen Staaten sehr unterschiedliche Ausgangssituation bei der Versorgungszuverlässigkeit einzubeziehen. Nach den dem BMWA vorgelegten Informationen betrug die durchschnittliche Unterbrechungsdauer der Stromversorgung je Kunde 1999 in Deutschland nur etwa 15 Minuten, dagegen in den Niederlanden etwa 25 Minuten, in Frankreich (ohne Sturmschäden) etwa 57 Minuten, in Großbritannien etwa 63 Minuten, in Schweden etwa 152 Minuten, in Norwegen etwa 180 Minuten und in Italien etwa 191 Minuten[8].

Hintergrund der Überlegungen zur Sicherung der Versorgungszuverlässigkeit und Qualität der Stromnetze ist, dass Kostensenkungen im Netzbereich im Grundsatz nicht nur durch eine erhöhte Effizienz des Netzbetriebs, sondern auch durch eine Reduzierung der Versorgungszuverlässigkeit und Qualität erreichbar wären. Um Fehlentwicklungen, insbesondere unzureichende Investitionen in die Netze, zu vermeiden, wird die Regulierung der Netznutzungsentgelte in den betrachteten Ländern daher durch zusätzliche Anreize zur Beibehaltung bzw. Verbesserung der Versorgungsqualität ergänzt. Neben festgelegten Ausgleichszahlungen an die von einer Versorgungsunterbrechung betroffenen

8 Quelle: VDEW (für Deutschland), unter Bezug auf ein Arbeitspapier des Council of European Energy Regulators

Kunden ist hierbei insbesondere die Berücksichtigung von Qualitätszielen im Rahmen einer Anreizregulierung zu beobachten.

Wie in Tabelle 8 dargestellt, legen die meisten Regulierungsbehörden Kennzahlen zur Zuverlässigkeit der Stromversorgung fest.

Durch Maßnahmen der Regulierungsbehörde ist beispielsweise in Großbritannien die Anzahl bzw. die mittlere Dauer der Versorgungsunterbrechungen seit Beginn der Marktöffnung um 11 bzw. 30 % zurückgegangen. Allerdings liegt die Dauer der durchschnittlichen Unterbrechungen in Großbritannien auch weiterhin deutlich über den entsprechenden Zahlen in Deutschland.

Tabelle 8

Versorgungsqualität und Versorgungssicherheit

	Qualitätsstandards	Finanzielle Anreize		Langfristplanung/-analyse	
		Ausgleichs-zahlungen[1]	Bestandteil Preis-regulierung	Netz	Erzeugung (Reserve)
Frankreich	Ja	Ja	–	Genehmigung Investitionspläne	Genehmigung, Ausschreibung
England & Wales	Vorgabe & Veröffentlichung	Ja	Ja	Veröffentlichung Langfristpläne	Marktbeobachtung
Niederlande	Vorgabe & Veröffentlichung	Ja	Geplant (2004)	Veröffentlichung Langfristpläne	Kapazitätsmarkt (geplant)
Norwegen	Vorgabe & Veröffentlichung	Nur Groß-kunden	Ja	–	Verantwortung ÜNB
Österreich	Geplant (Quality Code)	–	Geplant	Beobachtung (geplant)	Prognose (Regulierer)
Schweden	Vorgabe & Veröffentlichung	–	Geplant (2004)	–	Verantwortung ÜNB

(1) Festgelegte Kompensation für Versorgungsunterbrechungen/-störungen, unbeschadet ggf. weitergehender Haftpflicht für verursachte Schäden.

Gesamtherstellung: H. Heenemann GmbH & Co., Buch- und Offsetdruckerei, Bessemerstraße 83–91, 12103 Berlin
Vertrieb: Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Postfach 13 20, 53003 Bonn, Telefon (02 28) 3 82 08 40, Telefax (02 28) 3 82 08 44
ISSN 0722-8333